Abstract

Prin prezenta lucrare se urmăreşte tendinţa de obţinere a energiei electrice „curate” din surse regenerabile de energie. Integrarea energiilor regenerabile în sisteme energetice a devenit o realitate şi este în continuă expansiune. Energiile regenerabile sunt sursele de energie cu posibilităţi de generare pe termen lung.

În primul capitol autorul realizează un studiu raportat la condiţiile meteorologice, studiu de prefezabilitate în care se urmăreşte evaluarea resurselor energetice.

Capitolul al doilea tratează problema consumatorilor şi al consumului de energie înregistrat în decursul unui sezon, într-o situaţie defavorizată, urmărindu-se stabilirea curbei de sarcină.

Capitolul următor tratează studiul de fezabiliate, studiu ce urmăreşte determinarea energiei electrice obţinute pe baza energiei curate. Studiul de fezabilitate a ridicat diferite probleme, căutând astfel diferite moduri de obţinere a energie electrice din energia verde, deoarece condiţiile meteorologie sunt limitate.

În capitolul al patrulea se urmăreşte dimensionarea microreţelei şi alegerea echipamentelor în concordanţă cu condiţiile de fezabilitate tratate. Deoarece s-a dorit încercarea simulării microreţelei proiectate s-au impus condiţii în proiectarea convertoarelor dc-dc, care în realitate sunt imposibile.

Ultimul capitol tratează monitorizarea calităţii energiei electrice, astfel căutându-se soluţii de diminuarea pierderilor de putere activă la consumator.

Continuitatea în alimentare depinde în mare parte de configuraţia microreţelei ce urmează a fi implementată şi de siguranţa în alimentare a diferitelor tipuri de consumatori consideraţi importanţi.

Lucrarea este rezumatul muncii a doi ani a autorului şi conţine o mare parte din proiectele elaborate şi susţinute în cadrul Catedrei de electrotehnică a Facultăţii de Inginerie Electrică şi Ştiinţa Calculatoarelor din Braşov. Autorul doreşte să aducă mulţumiri îndrumătorului său de masterat, Prof. dr. ing. Marius Georgescu pentru sprijinul acordat al întregii activităţi.

Autorul

Cuprins

Abstract

Cuprins 1

1. Studiul de prefezabilitate 3
   - 1.1. Datele meteorologice ale vitezei vântului 4
   - 1.2. Datele meteorologice ale insolației incidente pe suprafața orizontală 5
2. Analiza consumului şi definirea consumatorilor 7
3. Studiul de fezabilitate 11
   - 3.1. Determinarea energiei electrice prin conversia energiei solare 12
     - 3.1.1. Utilizarea panourilor fotovoltaice în doua axe 12
     - 3.1.2. Utilizarea panourilor fotovoltaice la unghi fix 12
     - 3.1.3. Considerente tehnico-economice 15
   - 3.2. Determinarea energiei electrice prin conversia energiei eoliene 15
     - 3.2.1. Distribuția Weibull 16
     - 3.2.2. Considerente de funcționare 20
   - 3.3. Model de microhidrocentrală 22
     - 3.3.1. Potențialul teoretic liniar 22
     - 3.3.2. Puterea instalată 23
     - 3.3.3. Părțile principale ale unei microhidrocentrale 23
     - 3.3.4. Echipamentul electric din microhidrocentrală 24
   - 3.4. Analiza privind producerea, stocarea şi consumul de energie electrică 25
4. Proiectarea şi dimensionarea instalației microrețelei 27
   - 4.1. Dimensionarea şi alegerea dispozitivelor de stocare a energiei 27
     - 4.1.1. Structura internă a bateriei cu plumb 27
     - 4.1.2. Determinarea parametrilor bateriilor de acumulatoare 30
     - 4.1.3. Alegerea dispozitivelor de stocare a energiei 32
   - 4.2. Dimensioanrea convertorului bidirecțional buck – boost 34
     - 4.2.1. Structura internă 34
     - 4.2.2. Determinarea parametrilor 35
     - 4.2.3. Dimensionarea componenetelor 37

4.2.4. Controlul convertorului coborâtor – ridicător bidirecțional 45
4.3. Dimensionarea şi alegerea panourilor fotovoltaice 47
4.3.1. Extragerea puterii maxime de la panourile fotovoltaice 49
4.3.2. Considerente de funcționare 49
4.4. Dimensionarea convertorului boost 51
4.4.1. Structura internă 51
4.4.2. Determinarea parametrilor 52
4.4.3. Dimensionarea componentelor 54
4.5. Dimensionarea invertorului 58
4.5.1. Structura internă 58
4.5.2. Determinarea parametrilor 59
4.5.3. Dimensionarea componentelor 61
4.5.4. Considerente de funcționare 66
4.6. Considerente de funcționare ale generatoarelor asincrone 69
5. Analiza privind monitorizarea calității energiei electrice 72
5.1. Monitorizarea puterii injectate şi consumate în şi din microrețea 72
5.2. Determinarea parametrilor microrețelei 74
5.3. Consumarea puterii reactiv-capacitive din microrețea 78
6. Concluzii 79
7. Referințe bibliografice 80
8. Anexe 81
Anexa A1 – Schema instalației experimentale 81
Anexa A2 – Date privind consumul de energie 82
Curiculum vitae
Declarație de copyright

1. Studiul de prefezabilitate

Studiul de prefezabilitate defineşte prin coordonate geografice zona de studiu a condițiilor meteorologice, unde vor fi amplasate echipamentele pentru producerea energiei electrice din energia verde, energie provenită de la soare şi vânt. În figura 1.1 este definită locația unde se face studiul meteorologic, locație situată la 45^0 33' 10" latitudine nordică şi 25^0 29' 45" longitudine estică. Studiul cuprinde date reale, preluate de la stația meteorologică Gimbav-Braşov, centrul comun de cercetare al comisiei europene J.R.C. respectiv de la centrul atmosferic de stiința şi meteorologie N.A.S.A.

© 2011 Google
Image © 2011 DigitalGlobe
© 2011 PPWK
© 2011 Cnes/Spot Image
Imagery Date: Jan 19, 2005
45°33'10.56" N 25°29'40.55" E elev 703 m

Fig.1.1 Alegerea locației

Ca sursă energetică, energia vântului în comparație cu energia soarelui poate fi mai greu de calculat. În localitățiile montane, două suprafețe pot avea potențial solar egal, dar potențialul vântului poate fi diferit datorită diferenței de relief şi direcțiilor curenților de aer.

1.1. Datele meteorologice ale vitezei vântului

Energia vântului se modifică datorită schimbărilor sezoniere, astfel o instalație eoliană este mai eficientă iarna şi mai puțin eficientă în lunile de vară. Vântul este un fenomen meteorologic dinamic şi se caracterizează prin direcția din care bate, viteza cu care se deplasează, respectiv durata deplasării şi structura sa. Direcția vântului se măsoară cu giruieta, care se instalează la înălțimea de 10 – 12 metri deasupra solului şi se stabileşte în raport cu punctul cardinal dinspre care bate. În figura 1.2 sunt prezentate caracteristici ale vitezei vântului, minime şi maxime, respectiv rafale față de valoarea sa medie.

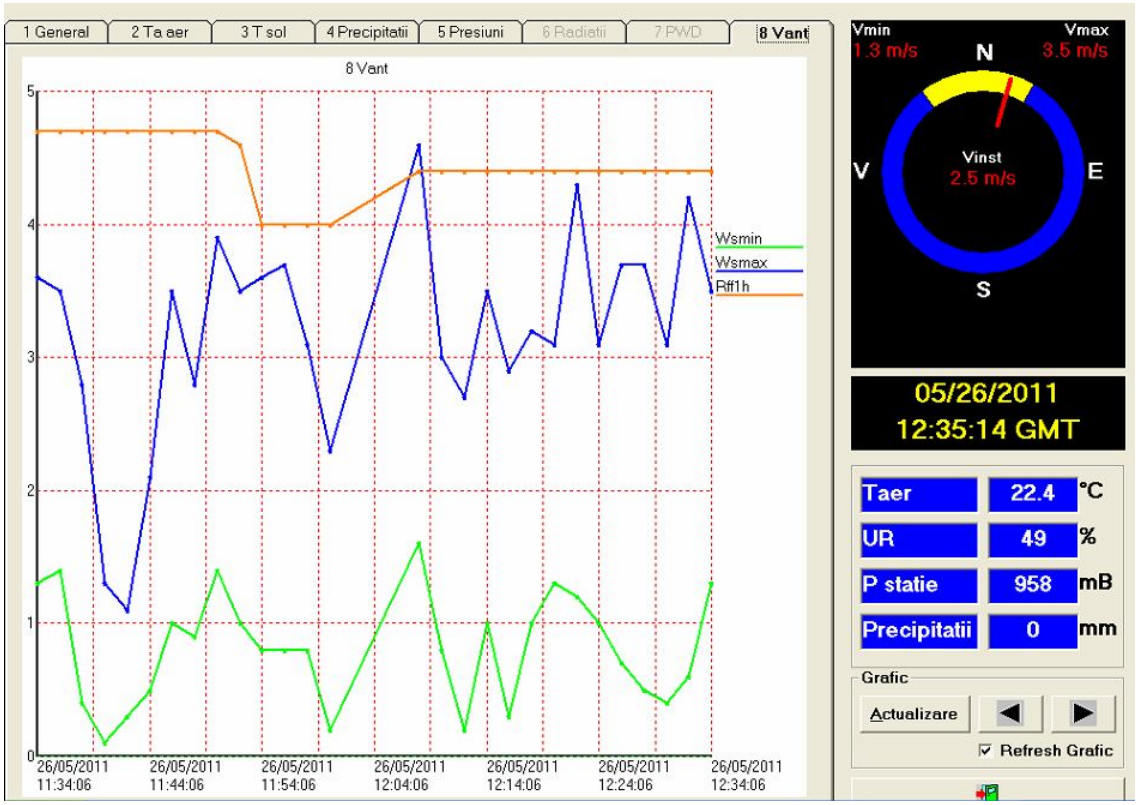


Fig. 1.2 Caracteristici ale vitezei vântului

Viteza vântului indică distanța parcursă de masa de aer în unitatea de timp şi se exprimă în metri pe secundă, iar instrumentul de măsură se numeşte anemometru.

Valoarea medie a vitezei vântului permite o evaluare aproximativă a potențialului eolian determinat pentru locația aleasă, valoare obținută după un an de măsurători continue.

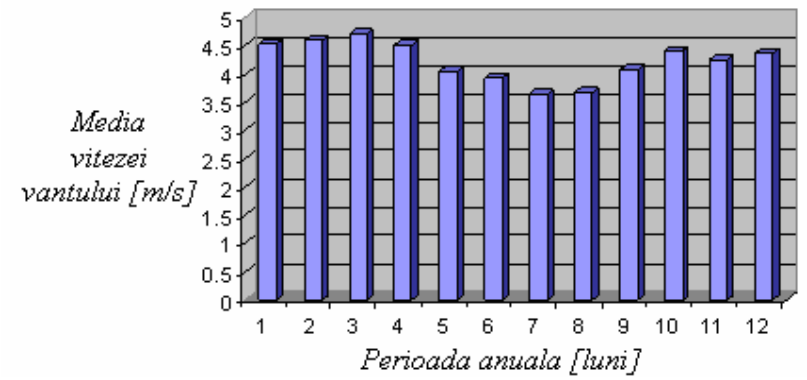


Fig. 1.3. Caracteristica medie a vitezei vântului

În figura 1.3 este prezentată caracteristica mediei a vitezei vântului în decursul a zece ani. Datele au fost preluate de la centrul stiințific atmosferic NASA şi comparate cu datele de la institulul meteorologic, Gimbav, Braşov.

În tabelul 1.1 este definită media rezultatelor meteorologice ale vântului, pentru zona Râşnov cu elevația de 703 m față de nivelul mări şi 50 m de la sol, în decursul a 10 ani.

Tabelul 1.1 Media vitezei vântului (m/s) la înălțimea de 50 m față de suprafața solului

Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Media Anuală
4.53	4.59	4.72	4.51	4.05	3.94	3.65	3.67	4.07	4.41	4.24	4.37	4.22

1.2. Date meteorologice ale insolației incidente pe suprafața orizontală

Plasarea modulelor fotovoltaice într-un mod optim este o măsură foarte foarte importantă pentru a mări producția de energie a unei instalații PV. La latitudini mari soarele este aproape de orizont, astfel problemele legate de umbră devin mai severe şi orice umbrire a panoului, va duce la reducerea considerabilă a producției de energie, chiar şi atunci când doar o parte a panoului este umbrită.

Puterea generată de aria panourilor fotovoltaice depinde de nivelul de iradiere şi temperatura aerului, astfel se urmăreşte extragerea maximă de energie disponibilă. Cu cât temperatura aerului este mai mare cu atât rezistența internă a panourilor fotovoltaice creşte şi randamnetul producției de energie scade simțitor.

În figura 1.4 este arătat potențialul energetic solar în decursul unui an, împărțit pe zone în care este indicat fluxul mediu anual.

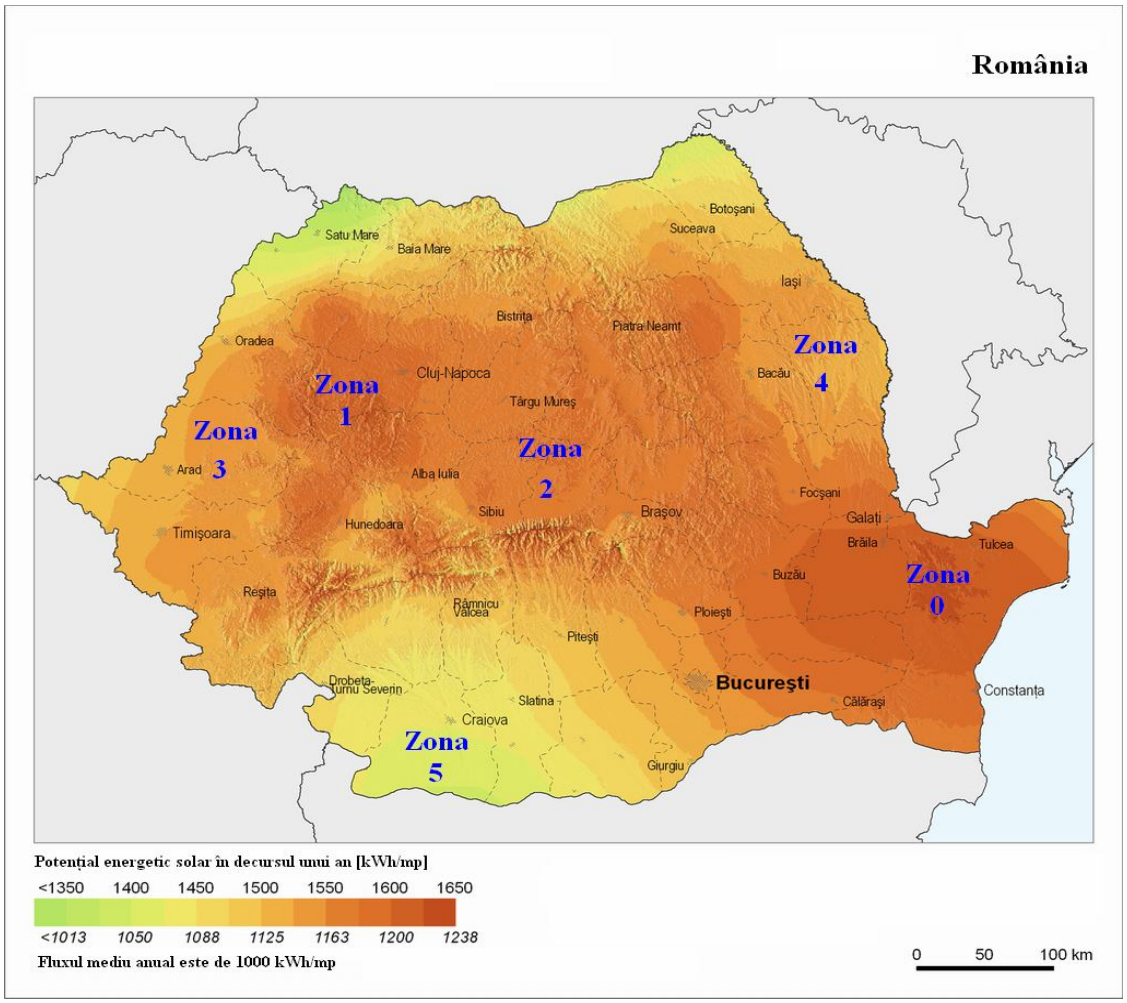


Fig. 1.4 Potențialul solar în România

Sistemele de generare a energiei fotovoltaice permit reducerea costurilor de producție, prin contorizarea energiei în două direcții, reducerea costurilor cu echipamente prin asigurarea siguranței în funcționare şi calitatea energiei generate, beneficii care țin de generarea distribuită, prin reducerea pierderilor de putere în liniile de transport şi distribuție, beneficii care țin de mediul înconjurător, prin reducerea poluării, comparativ cu generatoarele convenționale de energie electrică, dar şi reducerea resurselor naturale epuizabile.

În tabelul 1.2 sunt prezentate datele caracteristice ale insolației medii pe suprafața orizontală în decursul a 22 ani.

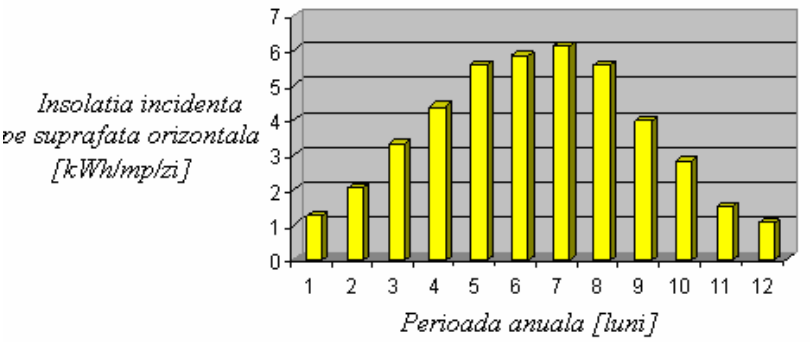


Fig. 1.5. Caracteristica insolației pe suprafața orizontală

În figura 1.5 este prezentată caracteristica medie a insolației pe supra-fața orizontală, ca-racteristică obținută în decursul unui an în funcție de gradul optim de înclinare al panoului solar.

Tabelul 1.2. Insolația incidentă medie pe suprafața orizontală (kWh/mp/zi)

Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Media Anuală
1,28	2,07	3.32	4,38	5,59	5,84	6,10	5,58	3,98	2,84	1,52	1,03	1.24
64	**57**	**45**	**30**	**17**	**12**	**14**	**26**	**41**	**55**	**62**	**36**	**grade**

2. Analiza consumului şi definirea consumatorilor

Calitatea energiei electrice nu depinde numai de furnizor, depinde şi de consumatorii racordați la rețea, consumatori care pot avea o influență perturbatoare asupra microrețelei considerate, producând dereglarea funcționării altor consumatori. Acest aspect este datorat faptului că într-o microrețea impedanța internă este foarte mare şi orice consumator de putere mare care funcționează necontrolat poate dezechilibra parametrii acesteia, parametrii precum frecvența cu o abatere de maxim $\pm 2\,\%$ din valoarea nominală de 50 Hz, respectiv tensiunea de alimentare a rețelei cu abaterea maximă de $\pm 10\,\%$, cu $U_n = 230\ \ V$ între fază şi nulul de lucru, respectiv $U_n = 400\ \ V$ între faze.

În tabelul 2.1 sunt definiți consumatorii şi estimarea consumului zilnic în decursul unei perioade de iarnă, situație defavorizată.

În orice sistem calitatea energiei electrice implică menținerea indicatorilor de performanță, precum şi asigurarea continuității în alimentare a consumatorului.

Tabelul 2.1. Definirea consumatorilor

Corp	Incap.	Consum	~	Receptor	Nr. recep. [buc]	Pi recep. [W]	Pi recep. [W]	Pi Totala [W]	Func. recep. [h/zi]	Energie consumata [W/h/zi]	Utilizare Energie [%]
						norm.	leduri				
	Cam 4	Iluminat		Bec. Ec.	8	12	4.095	32.76	3	98.28	
A		Prize									
	Bai 2	Iluminat		Bec. Ec.	2	12	4.095	8.19	1	8.19	
	Liv 2	Iluminat		Bec. Hal.	6	40	4.095	24.57	1	24.57	
TOTAL								65.52		131.04	0.34402
	Cam 4	Iluminat		Bec. Ec.	8	10	4.095	32.76	2	65.52	
		Prize		TV - uri	2	60		120	2	240	
	Bai 2	Iluminat		Bec. Ec.	2	10	4.095	8.19	1	8.19	
B	Liv 2	Iluminat		Bec. Ec.	6	10	4.095	24.57	1	24.57	
		Prize		Laptop	2	90.06		180.12	3	540.36	
		Prize		PC - uri	2	400		800	2	1600	
		Prize		Imprimanta	1	50		50	1	50	
		Prize		Fax	1	50		50	1	50	
TOTAL								1265.6		2578.64	6.769712
		Iluminat		Bec. Hal.	9	40	4.095	36.855	7	257.985	
		Priza		Frigider	1	150		150	2.34	351	
FOI		Prize		Microunde	1	2000		2000	1	2000	
		Prize		Audio	1	50		50	1	50	
		Prize		TV	1	60		60	1	60	
TOTAL								2296.9		2718.985	7.138161
BAIE		Iluminat		Bec. Ec.	2	10	4.095	8.19	1	8.19	
		Prize		Radiator	1	800		800	1	800	
TOTAL								808.19		808.19	2.121744
		Iluminat		Bec. Ec.	22	12	4.095	90.09	6	540.54	
GARJ		Prize		Acarman	1	800		800	1	800	
		Prize		Bormasina	1	750		750	1	750	
TOTAL								1640.1		2090.54	5.488302
		Iluminat		Lampi str.	5	150	8.19	40.95	14	573.3	
		Prize		lada frig. 1	1	150		150	3.47	520.5	
EXT		Prize		lada frig. 2	1	150		150	3.47	520.5	
		Prize		Centrala T1	1	200		200	24	4800	
		Prize		Centrala T2	1	200		200	24	4800	
TOTAL								740.95		11214.3	29.44094
		Iluminat		Bec. Ec.	2	12	4.095	8.19	4	32.76	
		Prize		M. spalat	2	2000		4000	2	8000	
ANX		Prize		M. calcat	1	1600		1600	2	3200	
		Prize		Aspirator	1	1350		1350	1	1350	
TOTAL								6958.2		12582.76	33.03356
		Iluminat		Bec. Ec.	2	10	4.095	8.19	2	16.38	
		Prize		Polizor	1	800		800	1	800	
		Prize		M. gaurit 1	1	450		450	1	450	
ATEL		Prize		Ap.sudura	1	1200		1200	1	1200	
		Prize		Moara	1	1500		1500	1	1500	
		Prize		M.gaurit 2	1	2000		2000	1	2000	
TOTAL								5958.2		5966.38	15.66356

În tabelul 2.2 sunt prezentate datele reale de consum, ale întreg complexului pe durata unei perioade defavorizate, în decursul lunii Decembrie.

Tabelul 2.2. Definirea consumului total în decursul unei perioade de iarnă

TOTAL	modul 1 - ilumnat	1914	W
	modul 2 - ilumnat cu leduri	323.51	W
	Putere totala instalata prize	19410	W
	Energia totala consumata intr-o zi	38091	W/h
	Putere totala instalata consumatori	19734	W

Îmbunătățirea calității energiei electrice presupune controlul tensiunii, al frecvenței, compensarea nesimetriilor, atenuarea armonicelor, respectiv atenuarea fliker-ului şi a golurilor de tensiune. Toate acestea implică utilizarea unor dispozitive cu un grad mare de automatizare a sistemului.

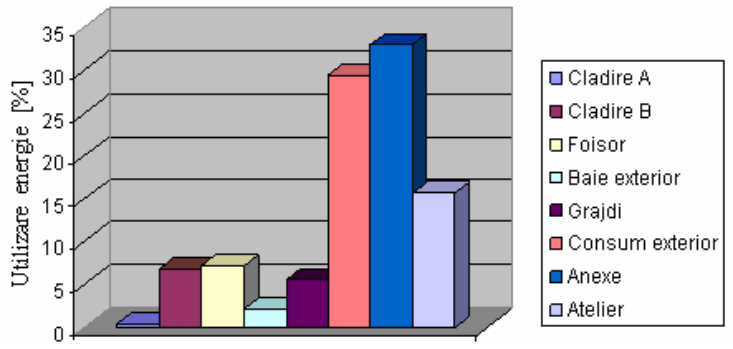


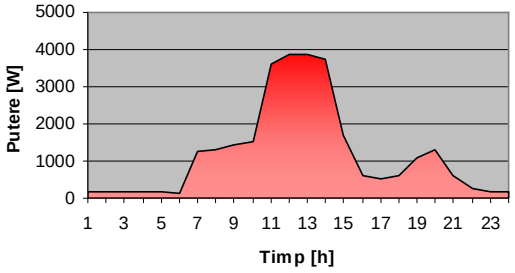
Fig. 2.1. Estimarea consumului zilnic

În figura 2.1 este prezentată estimarea consumului zilnic de energie din interiorul complexului studiat, în decursul unei perioade defavorizate, luna decembrie, cu un consum de energie maxim.

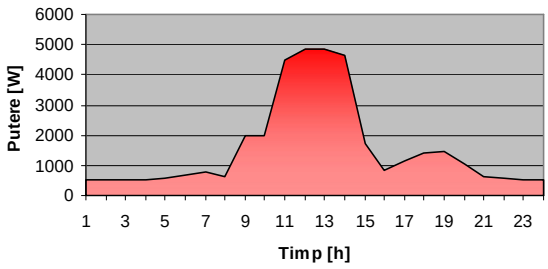
Principala problemă în microrețelele electrice cât şi în rețelele clasice este circulația de putere reactivă, problemă care influențează tensiunea la bornele consumatorului. În sistemele clasice puterea reactivă este produsă prin intermediul instalațiilor de compensare, bazate pe baterii de condensatoare sau compensatoare cu generatoare sincrone, astfel circulația de putere reactivă se realizează între generatoare şi consumatori. În microrețelele autonome, producerea energiei reactive se realizează prin convertoare electrice de putere, denumite compensatoare statice sincrone (STATCOM), compesatoare ce îmbunătățesc calitatea energiei electrice prin compesarea nesimetriilor sau armonicelor.

În figura 2.2 sunt arătate curbele de sarcină în decursul a două perioade considerate.

Asigurarea unui echilibru între puterea consumată şi cea produsă, permite menținerea stabilității frecvenței sistemului, astfel frecvența este strâns legată de balanța puterilor active din sistem şi orice dezechilibru dintre generare şi consum deviază frecvența de la valoarea nominală. În sistemele clasice de putere, variația puterii active este relativ mică în raport cu puterea întregului sistem, într-o microrețea variația puterii active este mare, iar procesele tranzitorii sunt mai accentuate şi mai rapide.



Curba de sarcină în perioada de vară



Curba de sarcină în perioada de iarnă

Figura 2.2. Caracteristicile curbelor de sarcină în decursul a două perioade

În prealabil se impune utilizarea unor metode de control şi dispozitive speciale pentru asigurarea calității energiei impuse tipurilor de consumatori alimentați. În perioadele când consumul de energie depăşeşte capacitatea surselor regenerabile, printr-un sistem de automatizare consumatorul se cuplează la rețeaua națională. Elementele de stocare ale energiei sunt necesare pentru menținerea balației puterilor în sistem, atât în regim dinamic, caracterizat prin perioade de ordinul milisecundelor, cât şi prin perioadele de lungă durată.

Într-o microrețea pot exista generatoare capabile să controleze atât puterea activă cât şi puterea reactivă, urmărind distribuția sarcinii. În cazul de față sistemul poate conține una sau două centrale eoliene şi datorită fluctuațiilor naturale ale vitezei vântului se produc numeroase probleme de stabilitate în sistem, înrăutățind calitatea energiei, resimțită în final de consumatori.

În tabelul 2.3 este definit consumul de energie electrică, în decursul unei perioade defavorizate, perioadă a lunii Decembrie, în care s-a estimat vârful de sarcină cel mai ridicat, analiza regimului de consum în decursul a 24 de ore.

Tabelul 2.3. Definirea consumului de energie electrică în decursul a 24 ore

				Pi	Fun.	Definirea consumului de energie electrica in decursul unei zile de iarna																							
C	Inc.	C	Rec	Totala	rec																								
				[W]	[h/zi]	[h/zi]																							
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Cam.	L	Led	32.8	3								16	16.4									16.4	16.4	16.4	16			
A	Bai	L	Led	8.19	1							4.1														4.1			
	Liv	L	Led	24.6	1							12												6.15	6.15				
	Cam	L	Led	32.8	2							16	16										8.2	8.2	8.2	8.2			
		P	TV	120	2									60	60											60	60		
	Bai	L	Led	8.19	1							8.2														8.2			
B	Liv	L	Led	24.6	1								12												12.3				
		P	Lap.	180	3									90	90				90	90				90	90				
		P	PC	800	2									200	200	200	200					200	200	200	200				
		P	Imp.	50	1									50															
		P	Fax	50	1									50															
		L	Led	36.9	7							37	37	36.9									36.9	36.9	36.9	37			
		P	Frig.	150	2.34	15	15	15	15	15	15	15	15	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	15	14.6	14.6	14.6	14.6	15	15	15	15
FO		P	Mic.	2000	1											500	500	500	500										
		P	Aud.	50	1																		25	25					
		P	TV	60	1										30								30						
BA		L	Led	8.19	1																		2.05	2.05	2.05	2			
		P	Rad.	800	1						100	100	100	100								100	100	100	100				
		L	Led	90.1	6					90	90	90											90.1	90.1	90.1				
GJ		P	Pol.	800	1														200	200	200	200							
		P	Bor.	750	1														188	188	188	188							
		L	Led	41	14	41	41	41	41	41	41	41											41	41	41	41	41	41	41
		P	Iada	150	3.47	22	22	22	22	22	22	22	22	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	22	21.7	21.7	21.7	21.7	22	22	22	22
EX		P	Iada	150	3.47	22	22	22	22	22	22	22	22	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	22	21.7	21.7	21.7	21.7	22	22	22	22
		P	CT1	200	24	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
		P	CT2	200	24	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
		L	Led	8.19	4												8.19	8.19	8.19	8.19									
		P	M.S.	4000	2											2000	2000	2000	2000										
AN		P	M.C.	1600	2												800	800	800	800									
		P	Asp.	1350	1												675	675											
		L	Led	8.19	2																		8.19	8.19					
		P	Pol	800	1										200	200		200	200										
		P	M.G.	450	1									150	150	150													
AT		P	A.S.	1200	1									400	400	400													
		P	Moa.	1500	1									375	375								375	375					
		P	M.G.	2000	1											600	200	200	200										
Total				19734		499	499	499	499	589	689	767	640	1986	1963	4508	4841	4841	4644	1744	846	1146	1391	1457	1061	635	559	499	499

3. Studiul de fezabilitate

Prin studiul de fezabilitate, se urmăreşte atât determinarea energiei electrice prin conversia energiei eoliene cât şi prin conversia energiei solare. Pentru a determina datele obținute, prin conversia energiei eoliene în energie electrică, se face o analogie între viteza vântului înregistrată în decursul a minim doi ani pentru locația considerată şi curba de putere a centralei eoliene alese, astfel urmărindu-se extragerea puterii maxime din energia vântului.

Următorul pas, îl constituie compararea energiei obținute prin conversia energiei eoliene în energie electrică, în perioada anuală considerată defavorizată, perioadă a lunii Iulie, cu consumul maxim de energie înregistrat, sau invers. Deoarece energia electrică obținută prin conversia energiei eoliene în decursul unei perioade anuale este foarte mică, se urmăreşte dimensionarea panourilor fotovoltaice după consumul maxim de energie înregistrat.

3.1. Determinarea energiei electrice prin conversia energiei solare

3.1.1. Utilizarea panourilor fotovoltaice în doua axe

În tabelul 3.1 sunt prezentate datele pentru producția medie zilnică de energie electrică, a un sistem de panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 4860 W în decursul unui an calendaristic, durata medie de strălucire a soarelui în decursul a trei ani şi puterea electrică obținută. Datele obținute sunt pentru sitemul de panouri fotovoltaice cu orientare în două axe.

Tabelul 3.1. Producția medie zilnică de energie electrică

Sistem optim de urmarire in doua axe												
Perioada anuala	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Energia electrica obtinuta [kWh/zi]	9.97	14.2	19.2	22.8	27	26.8	29	28.3	22.7	18.9	10.9	8.02
Durata medie de stralucire [ore]	2.97	3.97	5.17	6.52	7.99	8.69	9.25	9.61	5.87	5.23	4.25	2.3
Puterea electrica obtinuta [kW]	3.36	3.58	3.72	3.5	3.38	3.08	3.13	2.95	3.87	3.61	2.56	3.49

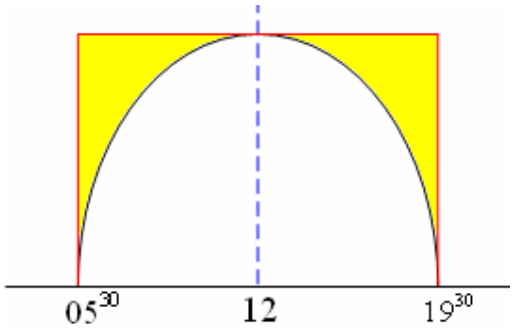


Fig.3.1 Caracteristica solară în luna Iulie

În figura 3.1 este prezentată caracteristica solară pentru perioada lunii Iulie, perioadă când energia electrică extrasă din energia solară este cea mai mare.

Marcajul dreptunghiular caracterizează eficiența panourilor solare în două axe, panouri montate pe siteme de urmărire a soarelui.

Sitemul optim de urmărire al soarelui în două axe este cel mai avansat, dar şi foarte costisitor, deoarece permite mişcarea panoului fotovoltaic atât diurn cât şi sezonier, dispozitiv prin care se permite extragerea puterii maxime din energia solară în decursul unei zile.

3.1.2. Utilizarea panourilor fotovolatice la unghi fix

Sistemul fix, înclinat sezonier este cel mai defavorizat, deoarece producția de energie este cea mai mică. Sistemul se poate construi astfel încât să se permită modificarea unghiului de înclinare al panoului, urmărind un randament mai bun. În figura 3.2 este prezentat unghiul de înclinare al panoului fotovoltaic în funcție de sezon.

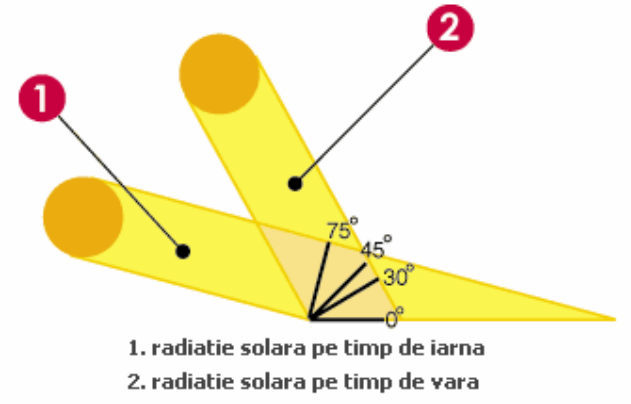


Fig. 3.2 Unghiul optim de înclinare al PV - urilor

Comparativ cu sistemul prezentat anterior, sitemul de panouri fotovoltaice montat la unghi fix necesită o supradimensionare, deoarece producția este mai mică cu 30 %.

În tabelul 3.2 sunt prezentate datele pentru producția medie de energie electrică a panourilor fotovoltaice asezate sezonier, cu puterea totală instalată de 6480 W.

Tabelul 3.2. Producția medie zilnică pentru sistem fix de panouri fotovoltaice

Sitem fix inclinat sezonier - 6.5 kW												
Perioada anuala	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Energia electrica obtinuta [kWh/zi]	13.3	19.3	21.5	26.3	31.9	35	37	35.6	29.7	24.6	14.5	10.7
Durata medie de stralucire [ore]	2.97	3.97	5.17	6.52	7.99	8.69	9.25	9.61	5.87	5.23	4.25	2.3
Puterea obtinuta la ora 12 [kW]	1.43	2.08	2.63	3.43	4.02	4.16	4.37	4.3	3.19	2.43	1.38	1.17
Inclinatia sezoniera a P.V. [grade]	64	57	45	30	17	12	14	26	41	55	62	64

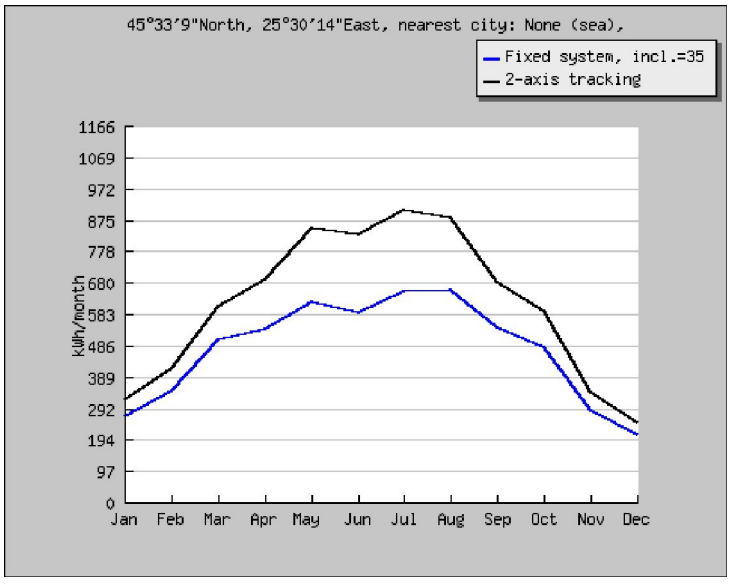
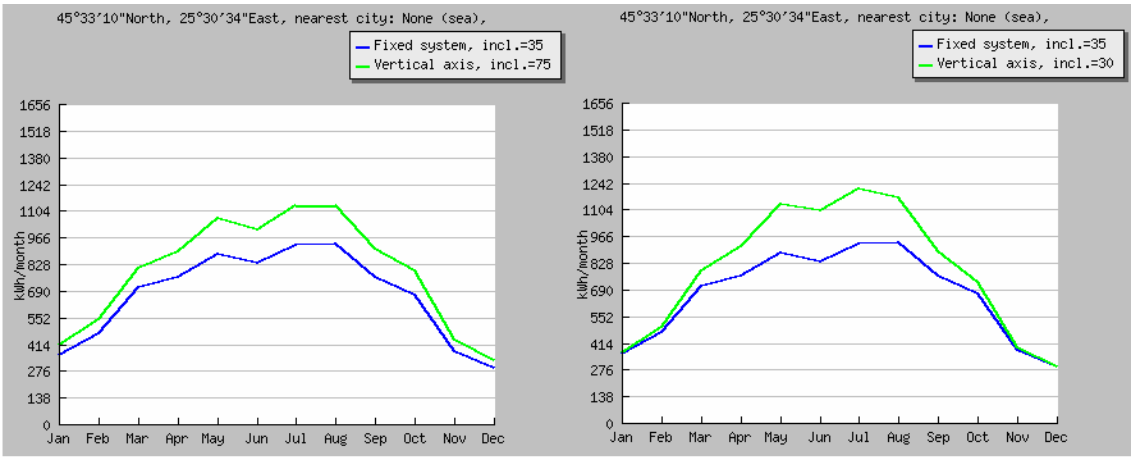


Fig. 3.3. Producția de energie lunară

În figura 3.3 este prezentată caracteristica producției de energie în decursul unui an calendaristic pentru sistemul de panouri fotovoltaice, în două axe şi pentru un sistem de panouri fotovoltaice fix, montat la un unghi de 35 de grade.

În figura 3.4. este aratată caracteristica producției de energie lunară raportată la fiecare sezon.



Caracteristica pentru sezonul de iarnă Caracteristica pentru sezonul de vară

Fig. 3.4. Caracteristicile producției de energie lunară în decursul unui an

În figura 3.5 este prezentată caracteristica solară pentru sezonul vară – iarnă, caracteristica ce prezintă unghiul de înclinare al razelor solare cu suprafața orizontală de la răsăritul soarelui până la apus.

În figura 3.6 este prezentată caracteristica iradiației lunare în plan, caracteristică utilă pentru alegerea panourilor fotovoltaice.

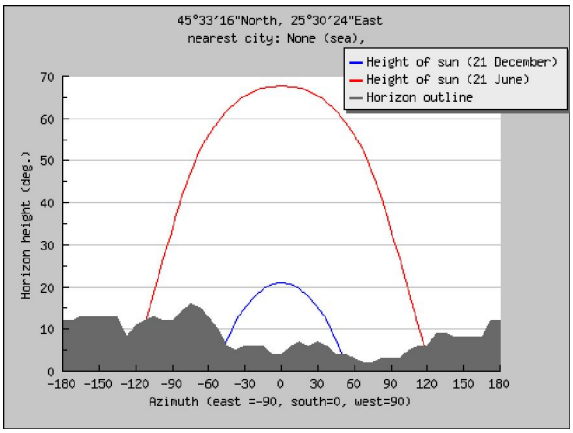


Fig. 3.5. Caracteristică solară vară-iarnă

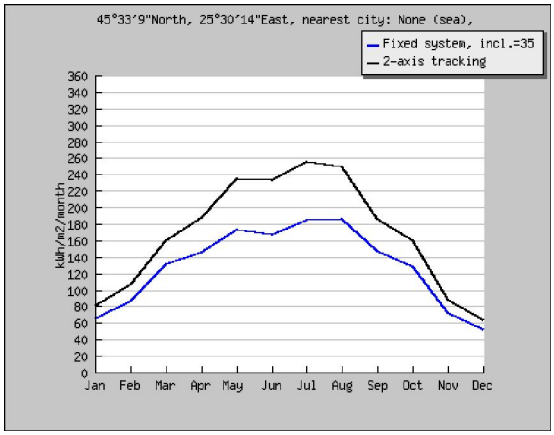


Fig. 3.6 Iradiația lunară în plan

Studiul urmăreşte obținerea maximă de energie electrică din energie solară în diverse moduri cu scopul de a diminua costurile echipamentului.

3.1.3. Considerente tehnico – economice

În tabelul 3.3 este prezentat devizul echipamentelor solare pentru cele două situații considerate, echipamente achizitionate de la producător.

Tabelul 3.3. Deviz echipamente solare

Nr.	Echipament	Cantitate	Preț unitate	Preț total
			[euro]	[euro]
Utilizarea panourilor fotovoltaice în două axe				
1	Panouri fotovoltaice monocristaline	27	288,60	7792,2
2	Tracker solar	3	2345,9	7034,7
3	Cablu electric $s = 4$ [*mmp*]	200	0.55/m	110
4	Diode	3	29,56	88.68
5	Panou de protectie arie P.V.	3	171	513
6	Conector cablu mamă 4/6 mmp	30	1,88	56,4
7	Conector cablu tată 4/6 mmp	30	2,50	75
8	MPPT 48 V/10A	27	32,84	886,74
Total				**16497,6**
Utilizarea panourilor fotovoltaice la unghi fix				
1	Panouri fotovoltaice monocristaline	36	288,60	10389,6
2	Suporți de fixare	36	64	2304
3	Cleme de fixare	36	5.24	188,64
4	Cabulu electric cu $s = 6$ [*mmp*]	800	0.81/m	648
5	Diode	4	29,56	118.24
6	Panou de protectie arie P.V.	4	171	684
7	Conector cablu mamă 4/6 mmp	40	1,88	75.2
8	Conector cablu tată 4/6 mmp	40	2,50	100
9	MPPT 48 V/10A	36	32.84	1182,24
Total				**15689,92**

În prealabil se va utiliza sistemul de panouri fotovoltaice montat la unghi fix, sistem mai putin performant, datorită costului de echipament mai redus.

3.2. Determinarea energiei electrice prin conversia energiei eoliene

Exprimarea corectă a producției de energie electrică, prin conersia energiei eoliene se face prin compararea datelor tehnice ale turbinei eoliene, caracteristica de putere, cu datele măsurate din locația unde va fi amplasată centrala eoliană, măsurători ale vitezei vântului în decursul a minim 2 ani.

3.2.1. Distrimuția Weibull

Prin distribuția Weibull se poate calcula probabilitatea vitezei vântului vântului. În tabelul 3.4 este sunt prezentate date ale vitezei vântului pentru luna Decembrie în intervalul a 24 ore, respectiv puterea obținută de la un generator eolian de 20 kW. Datele au fost interpretate prin programul Homer unde s-a construit curba de sarcină a cetralei eoliene şi s-au introdus datele măsurate ale vitezei vântului.

Tabelul 3.4. Datele înregistrate în decursul a 24 ore pentru luna Decembrie

Timp [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
V [m/s]	3.81	4.03	3.94	4.09	4.08	4.06	4.13	4.31	4.67	4.76	4.81	4.88	4.64	4.72	4.6	4.63	4.61	4.67	4.5	4.38	4.2	4.08	4.25	4.03
P [kW]	2.25	2.24	2.15	2.1	1.96	2.54	2.63	2.82	3.07	3.28	3.22	3.19	2.56	2.56	2.49	2.66	3.17	2.93	2.4	2.59	2.38	2.24	2.57	2.24

Datele prezentate în tabelul 3.4 vor fi importate în probramul Matlab sub forma a două fişiere "Excel Worksheet" pentru determinarea probabilității vitezei vântului. Vântul este exprimat sub forma energiei potențiale pe secundă, care reprezintă puterea, proporțională cu cubul vitezei vântului şi cu densitatea aerului.

După ce datetele au fost introduse în program se defineşte un spațiu vectorial "x" şi se utilizează următoarea instrucțiune: "[f,x]=ksdensity(V_dec, x)". Pasul următor îl constituie reprezentarea grafică a funcției f în spațiul vectorial definit. În figura 3.7 este prezentă caracteristica probabilității vitezei vântului în decursul a 24 ore pentru luna Decembrie.

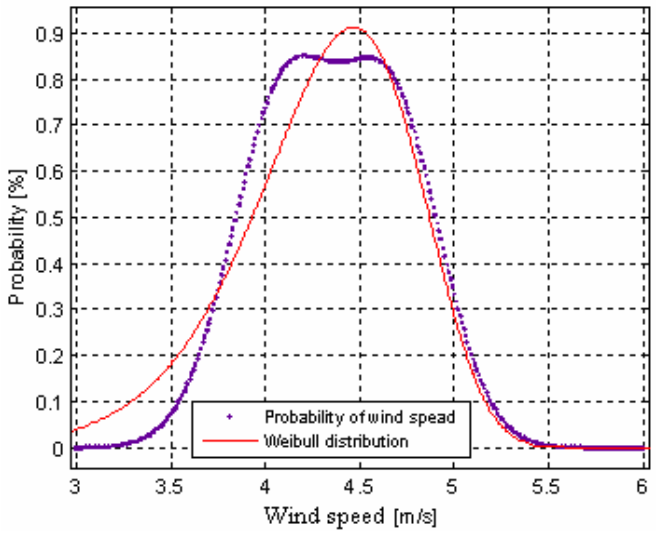


Fig. 3.7 Probabilitatea vitezei vântului

După reprezentarea caracteristici "Weibull" vor rezulta coeficienții $a = 5.332e-008$ şi $b = 11.13$, necesari pentru calculul coeficientului de scară, c:

$$c = \left(\frac{1}{a}\right)^{\frac{1}{b}}, \qquad (3.1)$$

$$c = \left(\frac{1}{5.332e-008}\right)^{\frac{1}{11.13}} = 4.5027.$$

Pasul următor îl constituie definirea factorul de formă, $k = b$.

În continuare se va calcula viteza medie cea mai probabilă, necesară pentru determinarea probabilității vitezei vântului, V_{mp}:

$$V_{mp} = c \cdot \left(1 - \frac{1}{k}\right)^{\frac{1}{k}}, \qquad (3.2)$$

$$V_{mp} = 4.5027 \cdot \left(1 - \frac{1}{11.13}\right)^{\frac{1}{11.13}} = 4.4647 \ \frac{m}{s}.$$

Determinarea probabilității vitezei vântului, V_{prob}:

$$V_{prob} = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V_{mp}}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V_{mp}}{c}\right)^{k}}, \qquad (3.3)$$

$$V_{prob} = \frac{11.13}{4.5027} \cdot \left(\frac{4.4647}{4.5027}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{4.4647}{4.5027}\right)^{11.13}} = 0.91314.$$

În continuare se va creea un spațiu liniar "time" pentru intervalul măsurării vitezei vântului şi se va repezenta caracteristica puterii extrase din energia vântului în deucursul a 24 ore, utilizând instrucțiunea "plot(time,P_{wind})".

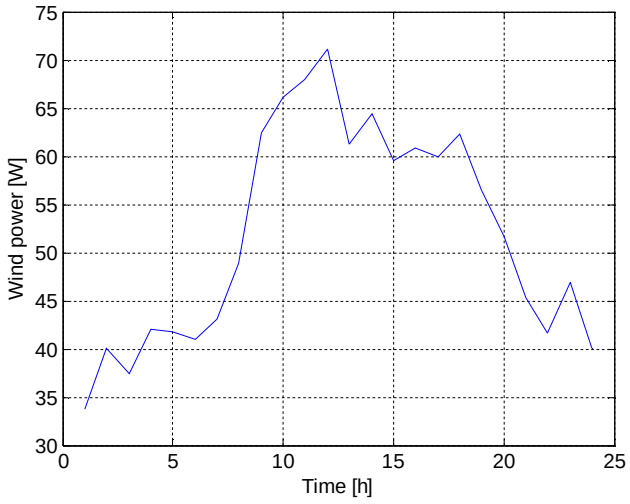


Fig. 3.8. Puterea extrasă din energia vântului

Determinarea puterii obținute pe baza vitezei vântului, P_{wind}:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot (V_{dec})^3, \qquad (3.4)$$

unde ρ_{air} - densitatea aerului.

În figura 3.8 este arătată caracteristica puterii extrase din energia vântului în 24 ore, cantitate de putere brută din care doar o mică parte se va converti în energie electică, datorită pierderilor .

În continuare se va determina energia în decursul a 24 ore specifică lunii Decembrie, utilizând instrucțiunea: "Energy=trapz(time,P_{wind})" sau calculând, W_{24h}:

$$W_{24h} = \frac{1}{T}\int_0^T (P_{wind})dt, \qquad (3.5)$$

unde: T - intervalul orar;

$$W_{24h} = 1209{,}1 \ \ W .$$

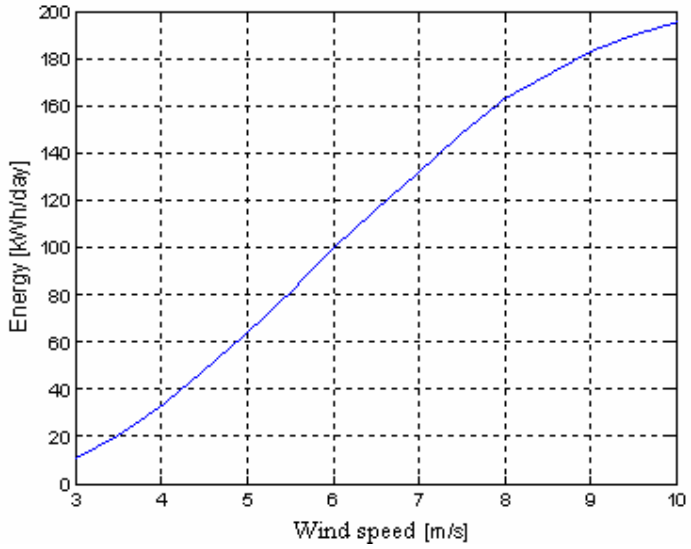


Fig. 3.9. Curba de putere a centralei eoliene

În tabelul 3.5 sunt prezentate datele caracteristice curbei de putere a turbinei eoliene, viteza vântului respectiv energia obținută, curbă de putere prezentată în figura 3.9.

Între curba de putere a centalei eoliene şi datele înregistrate în locația unde se face studiul se face o analogie a datelor pentru a se putea aproxima energia obținută.

Tabelul 3.5. Datele caracteristice curbei de putere a centralei eoliene

Energy [kWh/zi]	11	21	33	48	64	81	100	116	132	148	163	173	183	190	195
Wind spead [m/s]	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10

Studiul de caz se face şi cu datele curbei de putere a turbinei eoliene, urmărindu-se determinarea densității de putere a turbinei eoliene, randamentul generatorului, numărul de ore de funcționare respectiv energia anuală oținută.

În figura 3.10 este prezentată caracteristica densității de probabilitate a vitezei vântului pentru turbina eoliană aleasă.

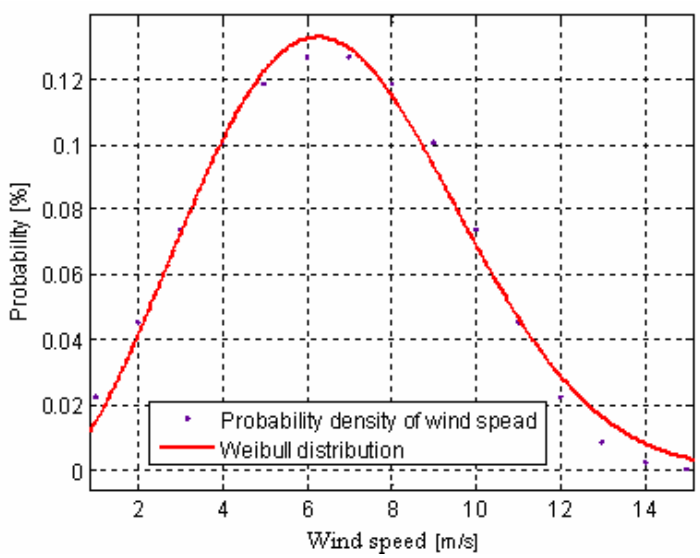


Fig. 3.10 Densitatea de probabilitate a vitezei vântului

În continuare se determină caracteristica curbei de putere a turbinei eoliene, prezentată în figura 3.11 utilizând metoda de calcul "Luvenberg – Marquard"

Utilizând relația (3.7) şi (3.8) se determină densitatea de putere a turbinei eoliene, cu coeficienții "p şi q", rezultați în urma utilizării metodei de calcul.

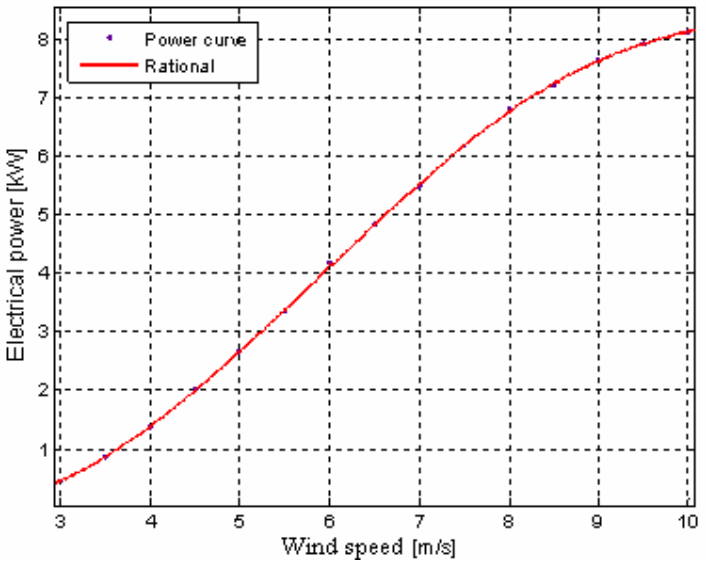


Fig. 3.11. Curba de putere ajustată a turbinei eoliene

În etapa următoare se determină puterea medie a turbinei eoliene cu generatorul de 20 kW, utilizând instructțiunea "Pmed = trapz($V_{vânt}$, ρ_p)", sau utilizând relația:

$$P_{med} = \frac{1}{T}\int_0^T P_i dt, \qquad (3.6)$$

unde: P_i - puterea instantanee,

$P_{med} = 4{,}943 \ \ kW$.

$$f(x) = \frac{p_1 \cdot x^5 + p_2 \cdot x^4 + p_3 \cdot x^3 + p_4 \cdot x^2 + p_5 \cdot x + p_6}{x^4 + q_1 \cdot x^3 + q_2 \cdot x^2 + q_3 \cdot x + q_4}, \qquad (3.7)$$

$$\rho_P = f(x) \cdot f(v), \qquad (3.8)$$

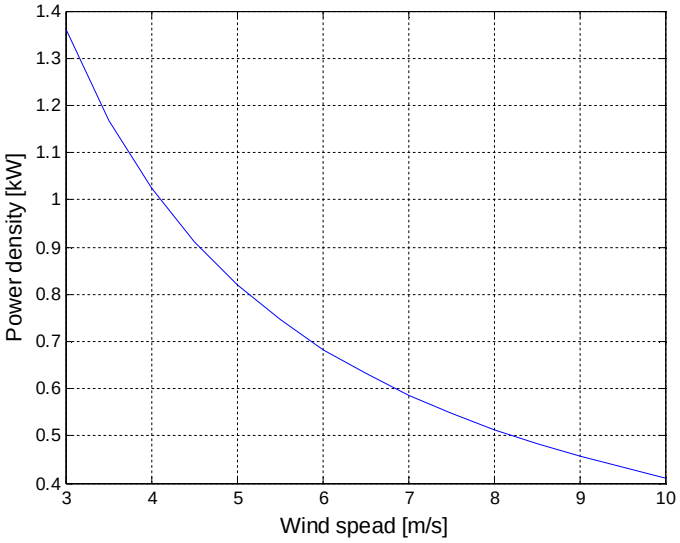


Fig. 3.12 Caracteristica densității de putere a centralei

În figura 3.12 este prezentată caracteristica densității de putere în funcție de viteza vântului. În continuare se determină randamentul generatorului:

$$\eta_{gen} = \frac{P_{med}}{S_{gen}}, \qquad (3.9)$$

$$\eta_{gen} = \frac{4{,}943}{20} = 24 \ \ \%.$$

În etapa următoare se va determina numărul orelor de funcționare a generatorului eolian.

$$n_{fun} = \frac{P_{med}}{S_{gen}} \cdot n_{h\ year}, \qquad (3.10)$$

$$n_{fun} = \frac{4{,}943}{20} \cdot 8760 = 2165 \ \ \frac{h}{year}.$$

Determinarea energiei anuale produse cu turbina eoliană de 20 kW, W_{year}:

$$W_{year} = P_{med} \cdot n_{h\ year}, \qquad (3.11)$$

$$W_{year} = 4{,}943 \cdot 8760 = 43{,}30 \ \ MW.$$

3.2.2. Considerente de funcționare

Turbina eoliană extrage energia vântului transferând energia aerului către palele rotorului. Planul de rotație al rotorului este controlat astfel să fie perpendicular pe direcția vântului. Fluxul de aer rezultat pe pala rotorului produce o diferență de presiune între partea palei expuse vântului şi cea opusă, diferență de presiune care produce o forță de împingere.

Energia vântului nu poate fi convertită toată în energie utilă, folosind principii fizice eficiența teoretică maximă nu poate depăşi 59 %, în prealabil pentru a determina puterea mecanică maximă completăm relația (4), utilizând:

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot (V_{dec})^3, \qquad (3.12)$$

unde: C_p - coeficient mecanic de putere;

ρ_{air} - densitatea aerului, $[kg/m^3]$;

A - aria suprafeței rotorului, $[m^2]$;

V_{dec} - viteza vântului în decursul lunii Decembrie, $[m/s]$;

Centrala eoliană transformă energia cinetică preluată de la vânt în energie mecanică, care va fi transformată în energie electrică de către generatorul cuplat la turbina eoliană. Cuplajul se poate face direct, dacă turbina şi generatorul au viteze de acelaşi ordin de mărime, sau indirect prin intermediul unui multiplicator de viteză.

Palele turbinei eoliene se rotesc datorită mişcării maselor de aer, cu cât este mai mare masa aerului cu atât palele se rotesc mai repede, producând o catitate mai mare de energie. Pentru suprafețele plasate mai sus de nivelul mării, presiunea atmosfercă este mai mică, astfel şi densitatea aerului este mai mică deci se va produce o cantitate mai mică de energie.

Pe de altă parte cu cât suprafața de contact a palei este mai mare cu atât cantitatea de energie electrică produsă este mai mare, dar mărind suprafața cuprinsă de rotire mărim şi greutatea sistemului la aceeaşi viteză a vântului, astfel trebuie întărite toate componentele mecanice ca sitemul să reziste, ceea ce duce la cheltuieli suplimentare.

Energia vântului depinde de viteza vântului, astfel dacă viteza vântului se dublează energia cinetică creşte de opt ori.

$$E = \rho_{air} \cdot S^2 \cdot (V_{dec})^3, \qquad (3.13)$$

unde: S - suprafața de contact a palei.

3.3. Model de microhidrocentrală

3.3.1. Potențialul teoretic liniar

Pentru a elabora schema de amenajare a unei microhidrocentrale, trebuie calculat potențialul teoretic liniar al principalelor sectoare ale bazinului hidrografic al pârâului. Pentru determinarea potețialului trebuie să se cunoască debitul de apă al pârâului, debit care se determină în funcție de secțiunea de scurgere şi viteza medie a pârâului, aceste două valori se determină prin măsurători directe.

În continuare se calculează debitul mediu al apei, Q:

$$Q = S \cdot V_m , \qquad (3.14)$$

unde: $S = 0{,}1 \ [m^2]$ - secțiunea de scurgere a pârâului;

$V_m = 0{,}25 \ [m/s]$ - viteza medie a apei,

$$Q = 0{,}1 \cdot 0{,}25 = 0{,}025 \ \ m^3/s .$$

Variația debitului în timpul anului depinde de condițiile climatice, problemă care se rezolvă prin construcția unui baraj. Pentru utilizarea energiei unui curs de apă trebuie creeată o cădere care se realizează prin amenajarea construcțiilor hidrotehnice. Diferența de nivel dintre sectorul cursului pârâului în amonte de baraj şi cel în aval de baraj se defineşte cădere brută, iar căderea efectivă la turbină se numeşte cădere netă.

Calculăm puterea teoretică medie a sectorului de pârâu, P_m:

$$P_m = a \cdot Q \cdot H_b , \qquad (3.15)$$

unde: $a = 9{,}81 \ [m/s^2]$ - accelerația gravitațională;

$H_b = 2{,}75 \ [m]$ - căderea brută de apă;

$$P_m = 9{,}81 \cdot 0{,}025 \cdot 2{,}75 = 0{,}674 \ \ kW .$$

Generatorul se alege în funcție de această putere, astfel încât capacitatea lui să fie utilizată la o putere cât mai apropiată de cea nominală.

3.3.2. Puterea instalată

Determinăm puterea microhidrocentralei la bornele generatorului, P_i:

$$P_i = a \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr}, \qquad (3.16)$$

unde: $H_n = 2 \ [m]$ - căderea efectivă la turbină;

$\eta_t \cong 0{,}84$ - randamentul turbinei;

$\eta_g \cong 0{,}92$ - randamentul generatorului;

$\eta_{tr} \cong 0{,}95$ - randamentul transmisiei;

$$P_i = 9{,}81 \cdot 0{,}025 \cdot 2 \cdot 0{,}84 \cdot 0{,}92 \cdot 0{,}95 = 0{,}36 \ \ kW.$$

3.3.3. Părțile principale ale unei microhidrocentrale

Într-o microhidrocentrală energia potențială disponibilă sau căderea brută este convertită energie electrică prin intermediul principalelor componente ale sistemului hidroenergetic.

Partea principală a captării o defineşte barajul, care se clasifică în funcție de utilizarea lor, astfel: barajele de reținere, denumite baraje rezervor şi baraje de derivație. Barajele de reținete se folosesc pentru reținerea apei în vederea folosirii ei ulterioare şi uneori pentru regularizarea cursului râului, iar barajele de derivație servesc pentru ridicarea apei din râu la un nivel mai înalt, în limitele albiei naturale. Captarea apei se realizează prin prize de fund sau prin prize verticale de barare a pârâului.

Acumularea constituie o formă de stocare a energiei potențiale disponibile. Sitemul de transfer include priza de apă şi circuitul de transfer (canalul, conducta forțată, galeriile şi evacuarea) unde o parte din energia disponibilă este convertită în energie cinetică. Turbina hidraulică este componenta centralei unde energia apei este convertită în energie mecanică. Generatorul preia energia mecanică transmisă prin intermediul arborelui către rotor şi conduce la producerea de energie electrică, conform legilor electromagnetice.

Traseul hidraulic cuprinde o priză de apă care include grătarul pentru plutitori, o poartă şi o intrare într-un canal şi conducta forțată.

Barajele cuprind şi vane de spălare, necesare eliminării cantităţiilor mari de aluviuni în suspensie şi pe fund. De aceea la devierea directă a apei din astfel de pârâuri în canalele de derivaţie vor trece şi aluviunile, care se depun şi reduc capacitatea de transport a canalelor sau pot ajunge la turbine contribuind la uzarea palelor. Aceste vame de spălare se montează înaintea aducţiunii.

Din punct de vedere funcţional aducţiunile se clasifică în aducţiuni cu scurgere liberă şi aducţiuni sub presiune. La alegerea traseului aducţiunilor trebuie evitate zonele instabile, erodabile, alunecoase, afectate de vibraţii.

În cazul modelului de microhidrocentrală considerat o aducţiune de scurgere liberă, cu secţiunea transfersală trapezoidală, având laţimea la fund de 3 m şi adâncimea normală de transport de 1,5 m. Capacitatea aducţiunii este de 6,45 mc/s. Canalul de aducţiune este prevăzut cu un deversor de prea plin pentru debite accidentale mari, surplusul de apă fiind evacuat în albia râului.

La joncţiunea dintre canal şi clădirea centralei se află camere de umplere, care alimentează cu apă sub presiune turbina microhidrocentralei.

Clădirile microhidrocentralelor se compun din două părţi, una situată deasupra nivelului apei, iar cealaltă dedesupt. Partea clădirii situată deasupra nivelului amonte serveşte ca sală a maşinii, platformă care trebuie amplasată la o cotă neinundabilă.

Pentru efectuarea lucrărilor de intervenţie, sau conservare a hidroagregatului pe timp friguros, în faţa turbinelor se va prevedea o vană de închidere, ale cărei caracteristici se adoptă în funcţie de modelul microhidrocentralei.

Acoperişul microhidrocentralei este demontabil, pentru a fi posibilă montarea şi demontarea generatorului respectiv a turbinei.

Canalul de fugă are rolul evacuării debitului de apă utilizat în cadrul microhidrocentralelor pentru producerea energiei electrice.

3.3.4. Echipamentul electric din microhidrocentrală

Partea electrică a unei microhidrocentrale cuprinde:

- instalaţiile electrice din centrala propriuzisă, generatoare, dulapuri electrice de forţă şi comandă, dulapuri penru bateriile de condesatoare;

- transformatoarele de forță ridicătoare;
- instalațiile de medie tensiune, montate în postul aerian sau în stația de 20 kW interioară.

Din considerente tehnice şi datorită căderii mici de apă, respectiv debitului mic se vor utiliza aparate şi maşini electrice alimentate la joasă tensiune, legate direct pe barele consumatorului, cu tensiunea nominală de 0,4 kV şi frecvența de 50 Hz.

Pentru microhidrocentrale de acest fel sunt destinate maşini asincrone cu rotorul în colivie, ce pot fi antrenate de turbine cu reacție. Toate generatoarele asincrone trifazare utilizate în cadrul microhidrocentralelor au conexiunea statorului în stea.

3.4. Analiza privind producerea, stocarea şi consumul de energie electrică

În figura 3.13 sunt prezentate caracteristicile de putere obținute în decursul lunii Decembrie în intervalul a 24 ore. Caracteristica "WT" reprezentă energia electrică obținută prin conversia energiei eoliene de la o centrala cu puterea instalată de 20 kW, caracteristica "PV" reprezită energia electrică obținută de la panourile fotovoltaice cu puterea instalată de 6,5 kW iar caracteristica "Hydro" reprezintă energia electrică obținută de la o micro-hidrocentrală cu puterea instalată de 4 kW.

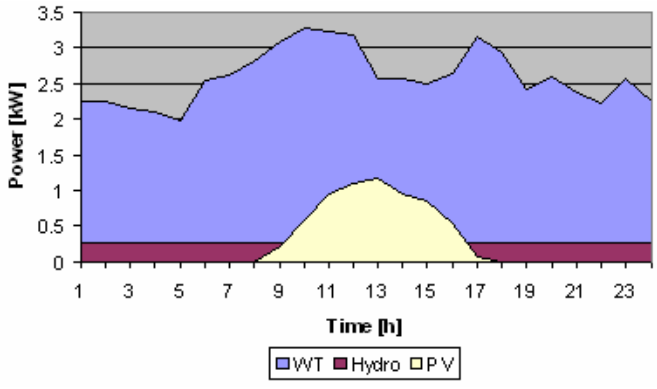


Fig. 3.13 Puterea obținută din energie regenerabilă

În continuare se va face un studiu comparativ între energia obținută prin conversia energiilor regenerabile şi curba de sarcină în intervalul a 24 ore în decursul lunii Decembrie, situație defavorizată.

În tabelul 3.6 sunt prezentate datele obținute prin conversia energiei regenerabile, date interpretate prin programul Homer.

În figura 3.14 este prezentată caracteristica curbei de sarcină respectiv a energiei obținute prin conversia energiilor regenerabile, studiu comparativ.

Tabelul 3.6. Datele obținute prin conversia energiei regenerabile

Timp [h]	Photovoltaic Panels Horizontal Radiation [kW/mp]	Photovoltaic Panels Power Pi = 6.5 kW [kW]	Wind Turbine Wind Speed [m/s]	Wind Turbine Power Pi = 20 kW [kW]	Load Pmax=4.8 kW W24=38.1 kWh [kW]	Hydropower Pi = 3.6 kW [kW]	Battery (Pb) SOC = 80% Pi = 0.4 kW C = 200 Ah [kW]	Excess Energy [kW]
1	0	0	3.806	2.2474	0.4997	0.25567	0.4313	1.4657
2	0	0	4.031	2.2404	0.4997	0.25567	0.3529	1.5449
3	0	0	3.937	2.1472	0.4997	0.25567	0.3933	1.4041
4	0	0	4.094	2.1023	0.4997	0.25567	0.381	1.3737
5	0	0	4.084	1.9648	0.5899	0.25567	0.3172	1.212
6	0	0	4.06	2.5437	0.69	0.25567	0.318	1.6761
7	0	0	4.129	2.625	0.7681	0.25567	0.2724	1.7349
8	0.0006	0	4.307	2.815	0.6409	0.25567	0.4845	1.8215
9	0.0367	0.2238	4.671	3.0715	1.9889	0.25567	0.0184	1.3464
10	0.0993	0.5824	4.76	3.2823	1.9659	0.25567	0.3905	1.5619
11	0.1549	0.9505	4.807	3.2191	4.5146	0.25567	-1.3314	0.9038
12	0.1812	1.1008	4.878	3.1896	4.8481	0.25567	-1.363	0.7201
13	0.1838	1.17	4.641	2.5627	4.8481	0.25567	-1.6414	0.3644
14	0.1579	0.9568	4.72	2.5633	4.6508	0.25567	-1.5606	0.268
15	0.1277	0.851	4.597	2.4932	1.7466	0.25567	0.7475	0.8985
16	0.0743	0.532	4.632	2.6575	0.8472	0.25567	1.0181	1.4071
17	0.0144	0.053	4.607	3.1708	1.1477	0.25567	0.8257	1.3151
18	0	0	4.668	2.9328	1.393	0.25567	0.3409	1.3114
19	0	0	4.52	2.4225	1.4591	0.25567	0.0958	0.9705
20	0	0	4.384	2.5888	1.1627	0.25567	0.3274	1.1881
21	0	0	4.198	2.3808	0.6359	0.25567	0.4597	1.4174
22	0	0	4.083	2.2363	0.5598	0.25567	0.4561	1.3617
23	0	0	4.248	2.5738	0.4997	0.25567	0.5872	1.6118
24	0	0	4.028	2.239	0.4997	0.25567	0.4864	1.3955

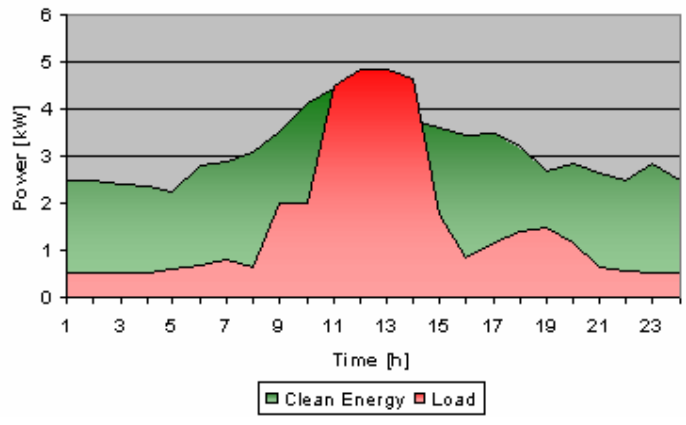


Fig. 3.14 Energia electrică obținută şi curba de sarcină

În sprijinul proiectării microrețelei în regim autonom s-au folosit diverse programe de calculator cu ajutorul cărora se pot realiza analize tehnico-economice detaliate asupra sitemului ce urmează a fi implementat, astfel se pot realiza modelări şi optimizări pentru diferite configurații.

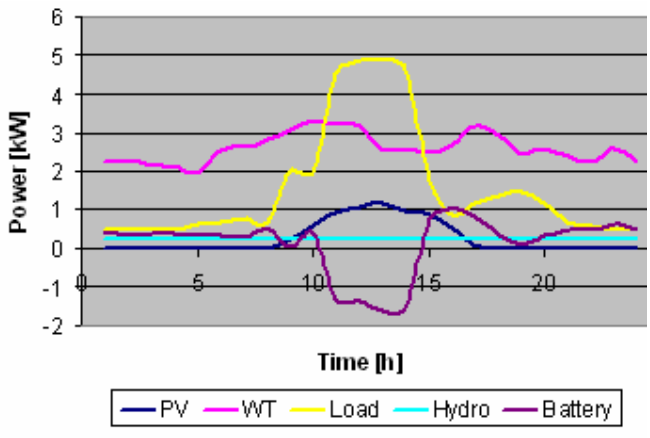


Fig. 3.15 Curbele se sarcină în urma studiului fezabil

Sursele de energie sunt complementare, asigurând o uniformitate în furnizarea energiei electrice prin diverse combinații.

În figura 3.15 sunt prezentate atât caracteristicile curbelor obținute prin conversia energiei regenerabile cât şi curba de sarcină a consumatorului în intervalul a 24 ore.

4. Proiectarea şi dimensionarea instalației microrețelei

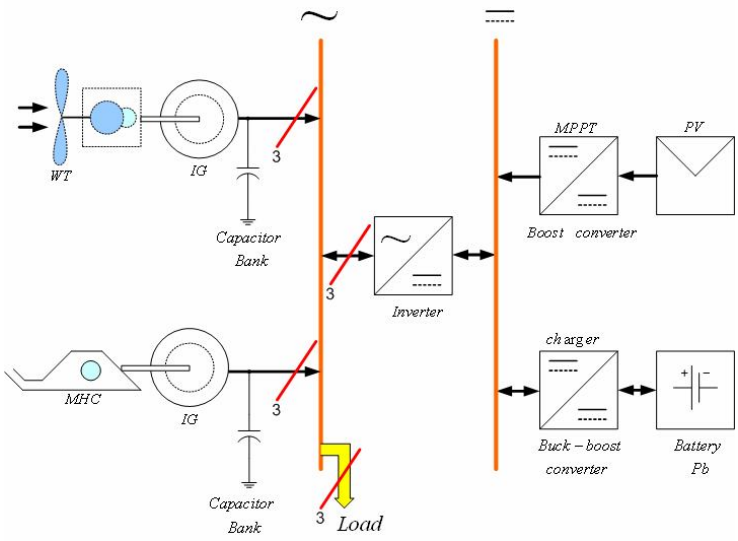


Fig. 4.1. Schema bloc a microrețelei studiate

Sistemul hibrid constă dintr-o centrală eoliană, o microhidro-centrală, panouri foto-voltaice şi elemente de stocare a energiei. În figura 4.1 este prezentată schema bloc a microrețelei în regim autonom, propuse pentru studiu. Utilizarea sursei hidro într-un astfel de sistem prezintă o stabilitate ridicată.

Variațile puterii produse de microhidrocentrală sunt lente deoarce debitul de apă nu se modifică rapid, comparativ cu viteza vântului la o turbină eoliană. Microrețeaua alimentează consumatori obişnuiți, astfel, calitatea energiei furnizate trebuie să se încadreze în standardele de calitate a sistemelor energetice clasice.

Tensiunea microrețelei este strâns legată de producerea energiei reactive, astfel că puterea reactivă se va produce cât mai aproape de locul de consum. Pe de altă parte este important să se mențină frecvența constantă în condiții variabile de generare şi consum, reprezentând un indicator de echilibru dintre puterile active produse şi consumate. Reglarea frecvenței permite mentinerea echilibrului între puterea produsă şi cea cerută de sarcini, prin:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} P_{Gi} - P_C \,, \qquad (4.1)$$

Sistemul studiat a fost verificat prin programe de simulare, iar curbele de sarcină vara-iarnă, impuse sarcinii dinamice de curent alternativ respectiv generatoarelor active, au fost ridicate în urma unui studiu de caz al unor consumatori reali în decursul unui an calendaristic.

unde: $\sum_{i=1}^{n} P_{Gi}$ - puterea disponibilă în generatoare;

P_C - puterea consumată de sarcină;

ΔP - dezechilibrul de putere activă.

4.1. Dimensionarea şi alegerea dispozitivelor de stocare a energiei

4.1.1. Structura internă a baterie cu plumb

Un model folosit în mod obişnuit este prezentat în Fig. 4.2, şi constă dintr-o sursă de tensiune controlată (E_b) în serie cu o rezistență internă (R_i) şi tensiunea la bornele bateriei reprezentată prin (U_b).

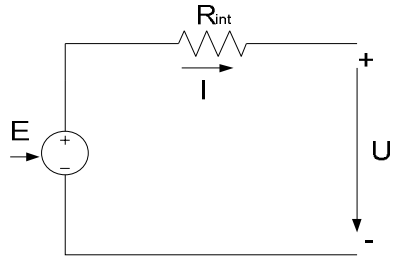


Fig. 4.2. Modelul echivalent al bateriei

Tensiunea internă E_b depinde de mai mulți factori, cum ar fi starea de încărcare, temperatură, tipul bateriei şi poate fi exprimată printr-o relație generală astfel:

$$E_b = E_{b0} - K \cdot \frac{Q}{Q - \int_0^t i_b dt} \qquad (4.2)$$

unde: - E_{b0} reprezintă tensiunea corespunzătoare funcționarii în gol la încărcare nominală, [V];

K: reprezintă tensiunea de polarizare, [V];

Q: reprezintă capacitatea bateriei, [Ah];

I_b: reprezintă curentul de descărcare al bateriei, [A].

Bateriile de acumulatoare cu plumb conțin celule a căror tensiune este de 2 V pe element (la circuit deschis), celule care sunt conectate în serie şi/sau în paralel, în funcție de caracteristicile electrice dorite la punerea în aplicare.

Starea de încărcare (SOC) reprezintă un alt parametru important al bateriei, fiind utilizată ca mărime de intrare în cadrul regulatorului de încărcare / descărcare al bateriei.

SOC	Baterie – 12 V	Volt / Celula
100 %	12.7	2.12
90 %	12.5	2.08
80 %	12.42	2.07
70 %	12.32	2.05
60 %	12.20	2.03
50 %	12.06	2.01
40 %	11.9	1.98
30 %	11.75	1.96
20 %	11.58	1.93
10 %	11.31	1.89
0	10.5	1.75

Tab. 4.1. Variația tensiunii bateriei în funcție de starea de încărcare

SOC pentru o baterie complet încărcată este 100 %, iar pentru o baterie complet descărcată este 0 %. Pentru unele baterii cu plumb nu se recomandă descărcarea completă deoarece s-ar putea să nu mai existe material care să reacționeze chimic şi bateria se deteriorează în acest caz. Din această cauza se va ține cont în implementarea regulatorului care asigură încărcarea şi descărcarea bateriei, de starea de încărcare/ descărcare cu SOC_{min} = *20 %*. Sub acest prag sistemul de control nu va mai permite descărcarea bateriei.

$$SOC_{[\%]} = SOC_{0[\%]} + \left(1 - \frac{Q_n}{\int_0^t i_b dt}\right) \cdot 100 \qquad (4.3)$$

unde: Q_n - reprezintă capacitatea nominală a bateriei

Curentul i_b este pozitiv când bateria se încarcă şi negativ când bateria se descarcă (vezi fiura 4.4b). În modelul prezentat precizăm următoarele simplificări:

- efectul temperaturii mediului ambiant asupra capacității bateriei este nul;
- efectul de memorie şi autodescărcarea bateriei în timp se consideră nul.

4.1.2. Determinarea parametrilor bateriilor de acumulatoare

În perioadele de deficit energetic, dispozitivele de stocare pot injecta putere în sistem, iar printr-o proiectare adecvată a capacității acestora se poate realiza un sistem eficient, care poate să satisfacă în orice moment cerințele consumatorilor.

- Determinarea energiei consumate în decursul a 24 ore, W_{day}:

$$W_{day} = \int_0^t \sum_{i=1}^{n} P \cdot dt \,, \tag{4.4}$$

unde: P - puterea consumată în decursul a 24 de ore,

$$W_{day} = 38{,}1 \;\; kWh \,.$$

- Determinarea tensiunii la bornele dispozitivelor de stocare, U_{bat}:

$$U_{bat} = n \cdot U_{el} \,, \tag{4.5}$$

unde: n - numărul de elemente serie,

U_{el} - tensiunea la borne a unui element,

$$U_{bat} = 120 \cdot 2 = 240 \;\; V \,.$$

- Determinarea capacității dispozitivelor de stocare, C_b:

$$C_b = \frac{W_{day}}{U_{bat}} \cdot \alpha_u \,, \tag{4.6}$$

unde: α_u - coeficient de siguranță.

$$C_b = \frac{38100}{240} \cdot 1{,}2 = 190{,}5 \quad Ah.$$

Coeficientul de siguranță s-a ales în funcție de nivelul de utilizare al dispozitivelor de stocare a energiei. Când starea de încărcare a bateriei scade sub 80%, convertorul bidirecțional cu rol de regulator de încărcare va permite încărcarea bateriilor, astfel numărul de cicluri de încărcare/descărcare scade şi durata de viată a bateriilor creşte.

Capacitatea (C) este cantitatea de electricitate pe care o poate furniza bateria în curs de descărcare, reprezentând sarcina ce poate fi preluată de baterie în anumite condiții. Capacitatea depinde de temperatură şi de modul în care a fost folosită bateria în timp, fiind exprimată în [Ah] şi dată de următoarea relație:

$$C = \int_0^{t_{dsc}} I_{bdesc} \cdot dt, \qquad (4.7)$$

Se va alege o valoare standardizată a dispozitivelor de stocare a energiei, astfel că pentru tensiunea de 240 V la borne vom alege 20 de baterii plumb-acid cu 6 elemenți pe baterie şi capacitatea de 200 Ah.

- Determinarea intensității curentului optim prin dispozitivele de stocare, I_b:

$$I_b = \frac{C_b}{t_{optim}}, \qquad (4.8)$$

unde: t_{optim} - timpul optim de funcționare,

$$I_b = \frac{200}{10} = 20 \quad A.$$

- Determinarea rezistenței interne a elementelor de stocare, R_s:

$$R_s = n \cdot R_1, \qquad (4.9)$$

unde: R_1 - rezistența internă a unui element de stocare,

n - numărul de elemente serie,

$$R_s = 20 \cdot 4 \cdot 10^{-3} = 80 \quad m\Omega .$$

4.1.3. Alegerea dispozitivelor de stocare a energiei

Elementele de stocare s-au ales în funcție de energia consumată în decursul a 24 de ore, compensând energia verde obținută prin conversia energiei regenerabile, în decursul lunii Decembrie. În figura 4.3 este prezentat regimul de funcționare a elementlor de stocare.

Durata de viață a bateriilor este exprimată în numărul de încărcări – descărcări complete, adică ciclurile de funcționare până la tensiunea finală admisă sau până când capacitatea scade sub 80 % din capacitatea inițială, pe care le poate suporta bateria.

Capacitatea bateriei la un curent constant depinde de valoarea curentului la care se face descărcarea, fiind calculată cu relația:

$$C = I \cdot t_{desc}, \qquad (4.10)$$

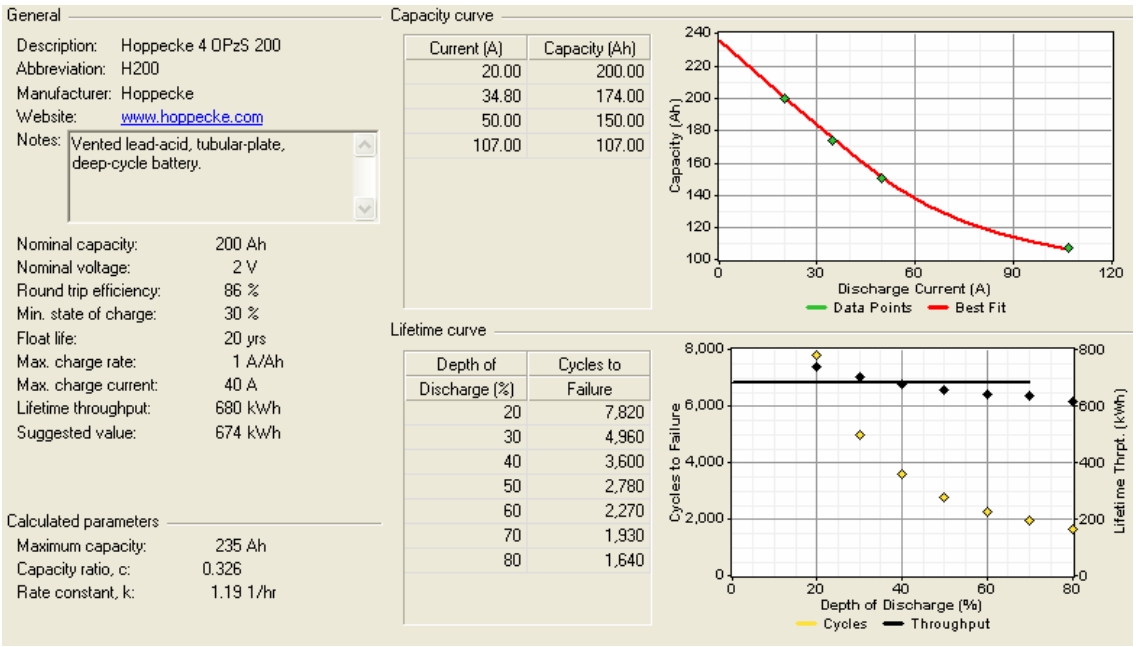


Fig. 4.3. Regimul de funcționare al dispozitivelor de stocare a energiei

Pe durata descărcării capacitatea bateriei depinde de cantitatea de masă activă care participă la reacții, iar capacitatea maximă a bateriei este preluată de baterie în condițiile în care tensiunea la borne nu scade sub valoarea minimă. Se poate preciza faptul că, capacitatea bateriei depinde de durata de viață şi scade odată cu îmbătrânirea acesteia.

În figura 4.3 este arătată corespondența între starea de utilizare a dispozitivelor de stocare şi numărul de cicluri de încărcare/decărărcare respectiv caracteristica capacității în funcție de curentul la care se face descărcarea.

Este de precizat faptul că, creşterea temperaturii influențează în mod direct funcționarea bateriilor, deoarece determină accelerarea şi creşterea ratei reacțiilor interne. Astfel că pentru o creştere a temperaturii cu 10 ^{0}C rata reacțiilor interne se dublează. O descărcare timp de două ore la 25 ^{0}C este echivalentă cu acelaşi proces timp de o oră la 35 ^{0}C.

În figura 4.4 este prezentat regimul de funcționare al dispozitivelor de stocare, în perioada de vârf a zilei, perioadă când transferul de energiei între sursa de generare şi consum este cel mai mare. Cu relația 4.11 se poate calcula randamentul energetic al dispozitivelor de stocare utilizate.

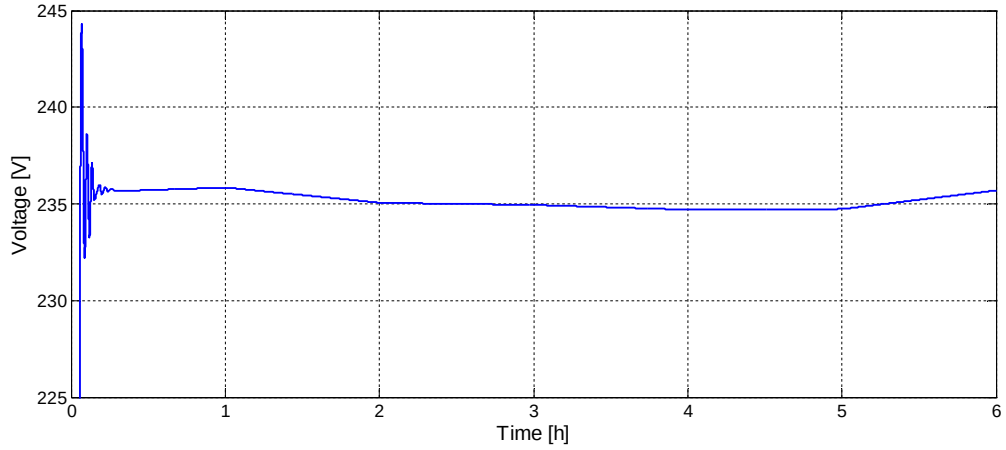


Fig. 4.4a Variația în raport cu timpul a tensiunii la bornele bateriilor

$$\eta_b = \frac{W_d}{W_c} = \frac{\int_0^{t_d} u_d \cdot i_d \cdot dt}{\int_0^{t_v} u_c \cdot i_c \cdot dt}, \qquad (4.11)$$

unde: W_d, W_c - energia electrică cedată în timpul descărcarii respectiv încărcării,

u_d , u_c - tensiunea la bornele bateriilor,

i_d , i_c - intensitatea curentului cedat de acumulatori.

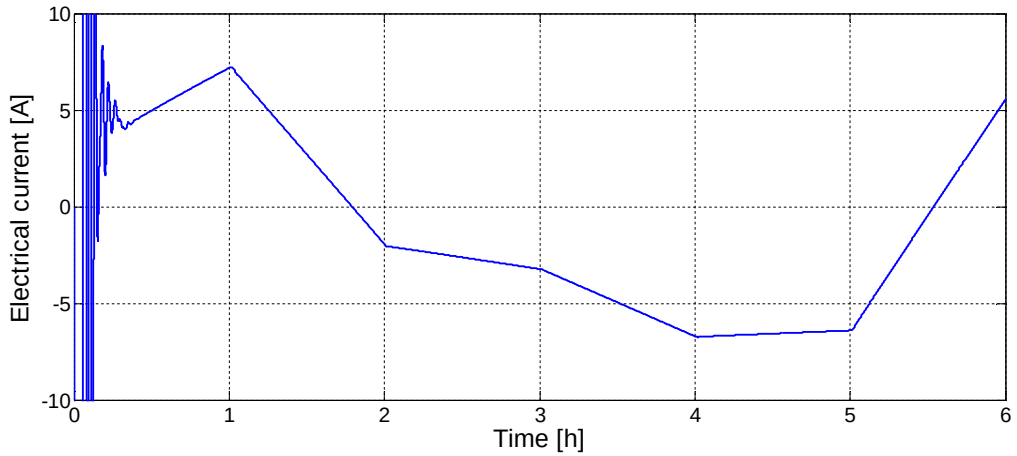


Fig. 4.4b Variația în raport cu timpul a intensității curentului la bornele bateriilor

Fig.4.4 Regimul de funcționare al dispozitivelor de stocare în perioada de vârf a zilei

4.2. Dimensioanrea convertorului bidirecțional *buck – boost*

4.2.1. Structura internă

Convertorul bidirecțional realizează interfața dintre elementele de stocare şi filtrul capacitiv al invertorului, asigurând transferul rapid de putere în ambele sensuri.

- Determinarea tensiunii la bornele invertorului, U_{d0}:

$$U_{d0} = \frac{U_l}{0{,}612 \cdot D}, \qquad (4.12)[3]$$

unde: U_l - valoarea tensiunii de linie a microrețelei,

D - factorul de modulație al invertorului,

$$U_{d0} = \frac{400}{0{,}612 \cdot 1} = 654 \ \ V \ .$$

În figura 4.5 este arătată schema electrică de principiu a convertorului. Comanda celor două tranzistoare T_1 şi T_2 este realizată cu semnale PWM, cu factorii de umplere D_1 respectiv D_2 , astfel amplitudinea tensiunii obținute controlează implicit amplitudinea intensității curentului în sistem printr-un regulator proporțional integrator.

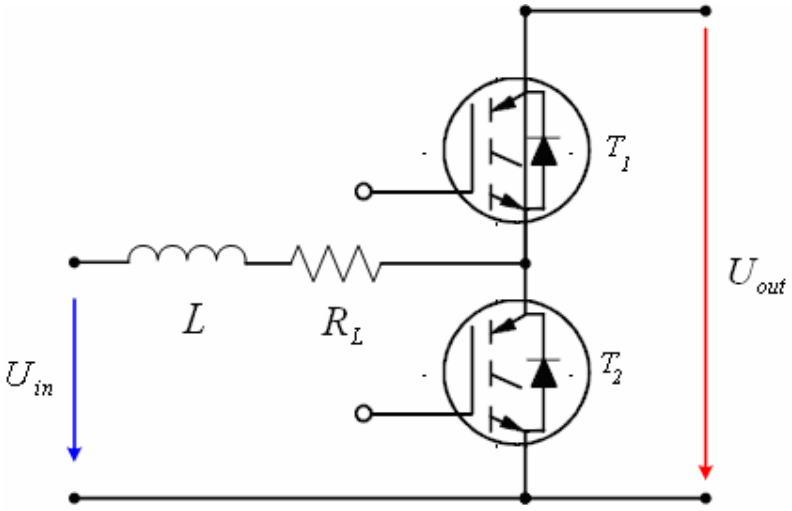


Fig. 4.5. Schema de principiu a convertorului bidirecțional

Valoarea medie a tensiunii la iesirea convertorului reprezintă produsul dintre căderea de tensiune pe filtrul capacitiv al invertorului şi factorul de umplere D_1 al tranzistorului T_1.

Unghiul de conducție al convertorului controlează valoarea tensiunii continue, U_{out}.

Diodele de recuperare paralel au rol de proteja comutatorele electronice în urma procesului tranzitoriu apărut la comutația tranzistoarelor, apare o tensiune inversă cu amplitudinea foarte mare ce poate străpunge dispozitivul semiconductor, altfel spunem că unghiul de conducție θ_0 al diodelelor de descărcare măreşte amplitudinea armonicelor superioare de tensiune la ieşirea invertorului în curent alternativ.

4.2.2. Determinarea parametrilor

- Determinarea factorului de umplere al undei PWM, D_1:

$$D_1 = \frac{U_{bat}}{U_{d0}}, \qquad (4.13)$$

unde: U_{bat} - tensiunea la bornele dispozitivelor de stocare,

$$D_1 = \frac{240}{654} = 0{,}366 .$$

Între factorii de umplere a celor două tranzistoare există**,** relația**:**

$$D_2 = 1 - D_1, \qquad (4.14)$$

- Determinarea valorii medii a tensiunii la ieşirea convertorului u_{Q2}:

$$u_{Q2} = U_{d0} \cdot D_1, \qquad (4.15)[5]$$

$$u_{Q2} = 654 \cdot 0{,}366 = 239{,}36 \ \ V .$$

Neglijându-se căderile de tensiune pe tranzistoarele Q_1, Q_2 se determină perioada de timp în care tranzistorul Q_1 este blocat.

- Determinarea perioadei de blocare a tranzistorului Q_1, ΔT:

$$\Delta T = \frac{D_1}{f_c}, \qquad (4.16)$$

unde: f_c - frecvența de comutație a convertorului bidirecțional,

$$\Delta T = \frac{0{,}366}{1000} = 366 \ \ \mu s .$$

- Determinarea intensității curentului la ieşirea din baterie, I_{bat}:

$$I_{bat} = \frac{P_{bat}}{U_{bat}}, \qquad (4.17)$$

unde: P_{bat} - puterea bateriei,

$$I_{bat} = \frac{4800}{240} = 20 \ \ A .$$

- Determinarea puterii convertorului buck – boost bidirecțional, P_{conv} :

$$P_{conv} = I_{bat} \cdot U_{d0}, \tag{4.18}$$

$$P_{conv} = 20 \cdot 654 = 13{,}080 \quad kW .$$

- Determinarea rezistenței echivalente a convertorului, R_{echiv} :

$$R_{echiv} = \frac{(U_{d0})^2}{P_{conv}}, \tag{4.19}$$

$$R_{echiv} = \frac{(654)^2}{13080} = 32{,}7 \quad \Omega .$$

4.2.3. Dimensionarea componentelor

- Determinarea inductanței bobinei convertorului, L_{conv}:

$$L_{conv} \geq \frac{\Delta U_{\max} \cdot \Delta T}{\Delta I_{\max}}, \tag{4.20}$$

unde: $\Delta U_{\max}$ - valoarea maximă a tensiunii la bornele circuitului de curent continuu,

$\Delta I_{\max}$ - reprezintă 10 % din intensitatea curentului prin baterie,

$$L_{conv} \geq \frac{654 \cdot 366 \cdot 10^{-6}}{2} = 119{,}6 \quad mH .$$

- Determinarea valorii maxime a intesității curentului prin IGBT, I_{IGBT} :

$$I_{IGBT} = I_{bat} \cdot \alpha_I, \tag{4.21}$$

unde: α_I - coeficient de siguranță, 50% din intensitatea curentului nominal al IGBT – ului,

$$I_{IGBT} = 20 \cdot 1{,}5 = 30 \quad A .$$

- Determinarea valorii max. a căderii de tensiune, pe tranzistorul IGBT, U_{IGBT} :

$$U_{IGBT} = \alpha_U \cdot U_{d0}, \qquad (4.22)$$

unde: α_U - coeficient de siguranță, 80 % din căderea de tensiune nominală, pe IGBT,

$$U_{IGBT} = 1{,}8 \cdot 654 = 1177{,}2 \ \ V.$$

- Alegerea tranzistoarelor de putere pentru convertorul *buck - boost*

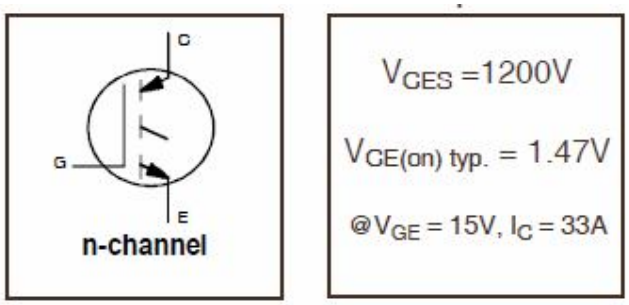


Fig. 4.6 Tranzistorul de putere ales

În figura alaturată este prezentat modelul ales al tranzistoarelor de putere ce vor avea montate diode de recuperare paralel, necesare îmbunătățirii factorului de dispersie termic şi îmbunătățiirii factorului de comutație.

Date tehnice:

$T_J = 125 \ ^0C$; - temperatura maximă impusă joncțiunii tranzistorului;

$T_A = 55 \ ^0C$; - temperatura impusă mediului ambiant;

$R_{\theta JC} = 0{,}64 \ ^0C/W$; - rezistența joncțiune – capsulă;

$R_{\theta CS} = 0{,}24 \ ^0C/W$; - rezistența capsulă – radiator;

$R_{\theta JA} = 40 \ ^0C/W$; - rezistența joncțiune - mediu ambiant;

În figura 4.7a respectiv 4.7b este arătată alegerea următorilor parametrii ai IGBT-ului:

$E_{ts} = 36 \ \ mJ$ - en. totală disipată pe transistor, se alege în funcție de (I_C, U_{d0}, T_J);

$U_{sat} = 1{,}53 \ \ V$ - tensiunea de saturație, se alege în funcție de: (I_C, U_{d0}, T_J).

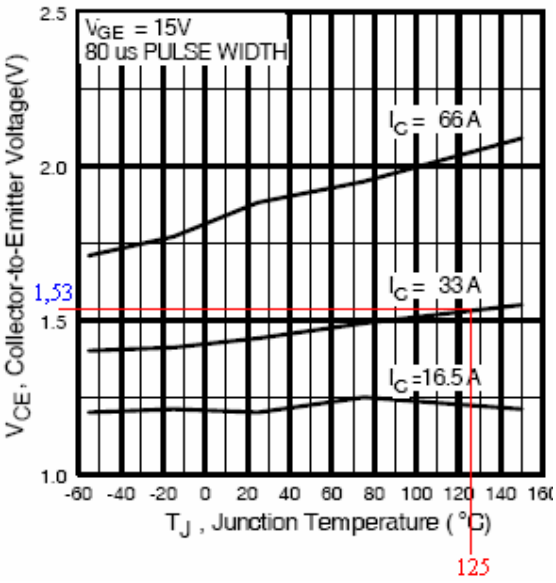


Fig. 4.7a Tensiunea de saturație a IGBT-ului

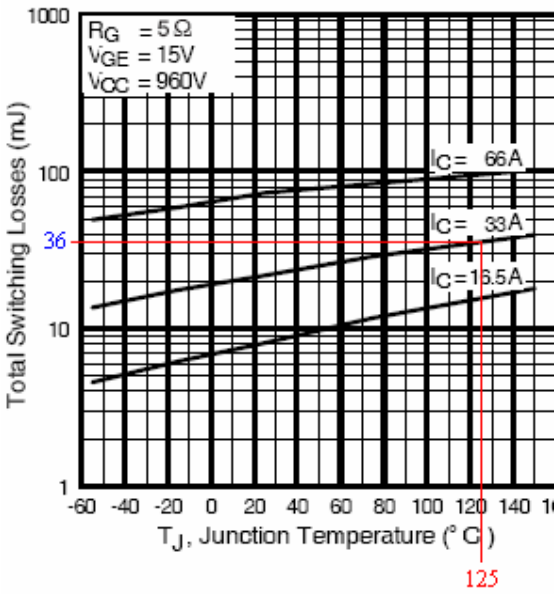


Fig.4.7b Energia totală disipată pe IGBT

- Determinarea pierderilor în comutație pe tranzistorul, P_{Q1}:

$$P_{Q1} = E_{ts} \cdot f_c + U_{sat} \cdot D_1 \cdot I_{bat}, \qquad (4.23)$$

unde: f_c - frecvența de comutație a tranzistorului,

$$P_{Q1} = 36 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10^{3} + 1{,}53 \cdot 0{,}366 \cdot 20 = 47{,}20 \quad W.$$

- Determinarea pierderilor totale în comutație, P_t:

$$P_t = \sum_{k=1}^{2} P_{Q1},$$

$$P_t = 47{,}20 \cdot 2 = 94{,}4 \quad W.$$

- Determinarea intensității curentului prin circuitul de curent continuu, I_{d0}:

$$I_{d0} = \frac{U_{d0}}{R_{echiv}}, \qquad (4.24)$$

$$I_{d0} = \frac{654}{32,7} = 20 \quad A.$$

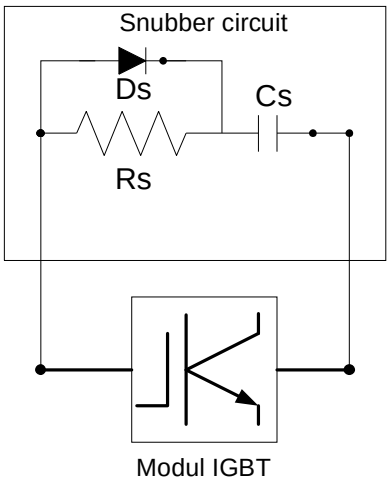


Fig. 4.8 Schema de principiu a Snubber-ului

În figura 4.8 este prezentată schema electrică de principiu a condensatorului snubber, circuit necesar pentru îmbunătățirea comutației soft la nivelul blocului IGBT.

- Deteminarea condensatorului snubber

$$C_s = \frac{L_p \cdot (I_d)^2}{(\Delta U_{dc})^2}, \qquad (4.25)$$

unde: L_p - inductanța serie a circuitului c.c,

I_d - intensitatea curentului prin c.c.

$$C_s = \frac{2 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2}{65,4^2} = 187 \quad nF.$$

Se va alege o valoare standardizată pentru capacitatea condensatorului snubber, la tensiunea de 1200 V capacitatea este de *200 nF*.

- Dimensionarea cicuitului circuitului termic în regim staționar

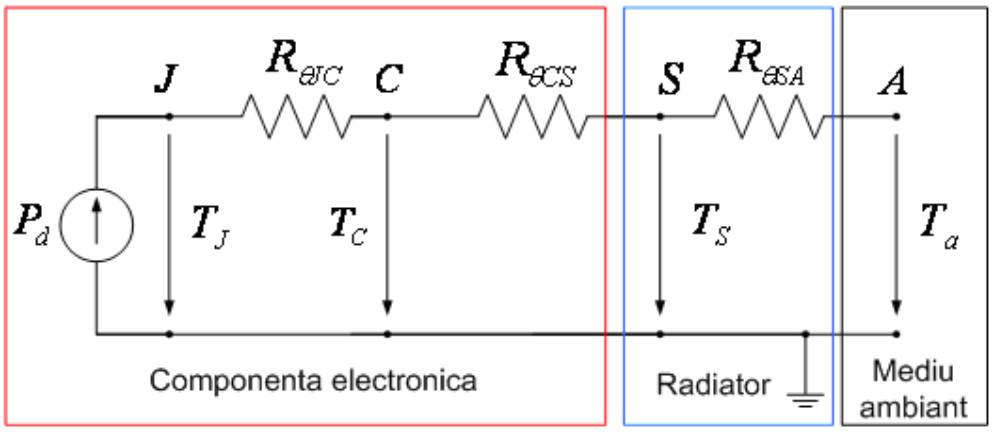


Fig. 4.9 Schema de principiu a circuitului termic în regim staționar

În figura 4.9 este prezentată schema de principiu a circuitului termic în regim staționar pentru convertorul buck – boost. Dimensionarea şi alegerea circuitului termic, a radiatorului pe care se vor monta tranzistoarele IGBT se va face în funcție de determinarea valorii maxime a rezistenței termice a radiatorului cu mediul ambiant.

- Rezistența maximă a radiatorului cu mediul ambiant pentru Q_1, $R_{\theta SA}$:

$$R_{\theta SA} = \left(\frac{T_J - T_A}{P_{Q1}} \right) - R_{\theta JC}, \tag{4.26}$$

$$R_{\theta SA} = \frac{125 - 55}{47{,}20} - 0{,}64 = 0{,}834 \quad \frac{^0C}{W}$$

- Rezistenței maximă a radiatorului pentru ambele tranzistoare, $R_{\theta SA.1}$:

$$R_{\theta SA1} = \frac{0{,}834}{2} = 0{,}417 \quad \frac{^0C}{W}.$$

- Determinarea temperaturii capsulei pentru tranzistorul Q_1:

$$T_{C1} = T_J - R_{\theta JC} \cdot P_{Q1}, \tag{4.27}$$

$$T_{C1} = 125 - 0{,}64 \cdot 47{,}20 = 94{,}79 \ ^0C.$$

- Determinarea timpului total la intrare în conducție, t_{cON}:

$$t_{c(ON)} = t_r + t_{d(ON)}, \tag{4.28}$$

$$t_{c(ON)} = 30 \cdot 10^{-9} + 32 \cdot 10^{-9} = 62 \quad ns$$

- Determinarea timpului total la ieşirea din conducție, $t_{c(OFF)}$:

$$t_{c(OFF)} = t_f + t_{d(OFF)}, \tag{4.29}$$

$$t_{c(OFF)} = 1000 \cdot 10^{-9} + 1170 \cdot 10^{-9} = 2170 \quad ns.$$

- Determinarea duratei lățimei pulsului, t_{p1}:

$$t_{p1} = \frac{t_{c(OFF)}}{2}, \tag{4.30}$$

$$t_{p1} = \frac{2170}{2} = 1085 \quad ns.$$

- Determinarea factorului de ciclicitate, al puterii disipate, d:

$$d = t_{p1} \cdot f_c \cdot 2, \tag{4.31}$$

$$d = 1085 \cdot 10^{-9} \cdot 1000 \cdot 2 = 0{,}0022.$$

- Determinarea perioadei pulsului, t_{p2}:

$$t_{p2} = \frac{t_{p1}}{d}, \tag{4.32}$$

$$t_{p2} = \frac{1085 \cdot 10^{-9}}{0{,}0022} = 49{,}31 \quad \mu s$$

- Determinarea puterii maxime disipate pe transistor, $P_{d\max}$:

$$P_{d\max} = U_{d0} \cdot I_{bat}, \tag{4.33}$$

$$P_{d\max} = 654 \cdot 20 = 13{,}08 \quad kW.$$

- Determinarea variației de temperatură pentru joncțiune, verificare ΔT_J :

$$\Delta T_J = P_{d\max} \cdot Z_\theta , \qquad (4.34)$$

unde: Z_θ - impedanța termică tranzitorie (fig 4.10)

$$\Delta T_J = 13{,}08 \cdot 10^3 \cdot 0{,}001 = 13{,}08 \ {}^0C .$$

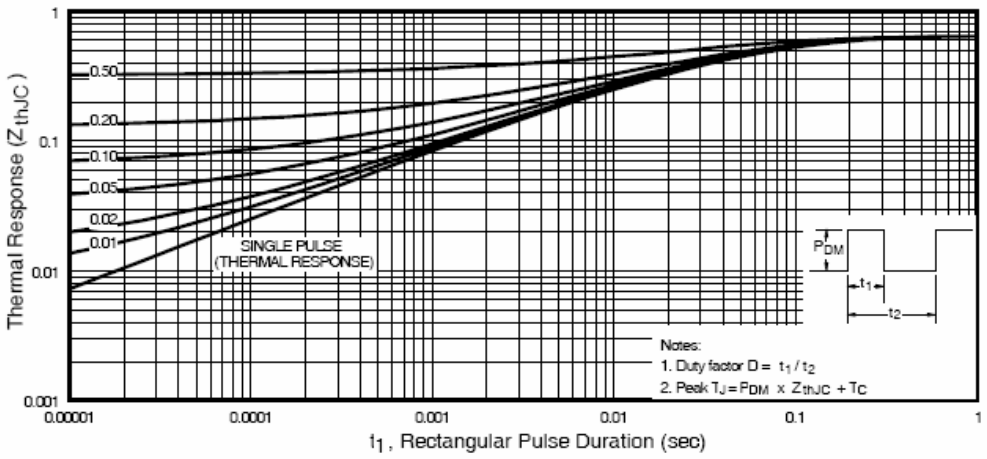


Fig. 4.10 Impedanța în regim tranzitoriu a comutatoarelor electronice

În figura 4.11 este arătată schema de principiu a circutului termic în regim tranzioriu, schemă necesară pentru determinarea temperaturii joncțiunii comutatoarelor electronice.

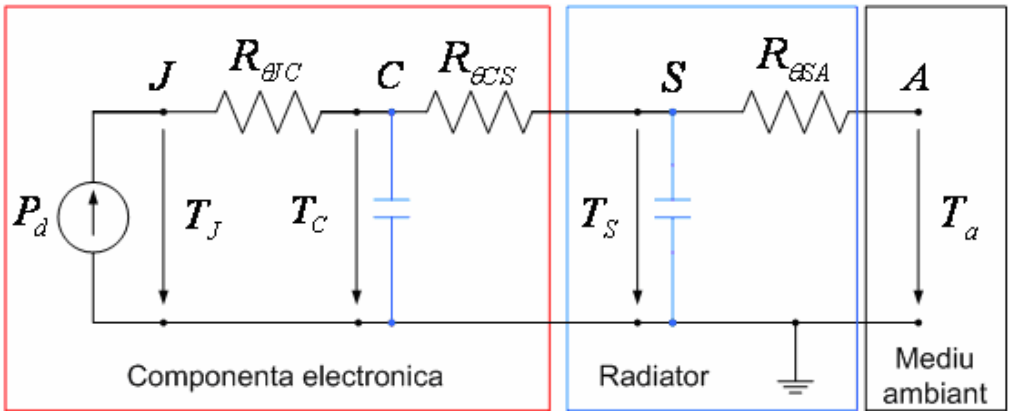


Fig. 4.11 Schema de principiu a circuitului termic în regim tranzitoriu

- Determinarea temperaturii maxime a joncțiunii în regim tranzitoriu, T_{J1}:

$$T_{J1} = \Delta T_J + T_{C1}, \tag{4.35}$$

$$T_{J1} = 13{,}08 + 94{,}79 = 107{,}87 \ {}^0C.$$

- Alegerea radiatorului pentru cele două tranzistoare de putere

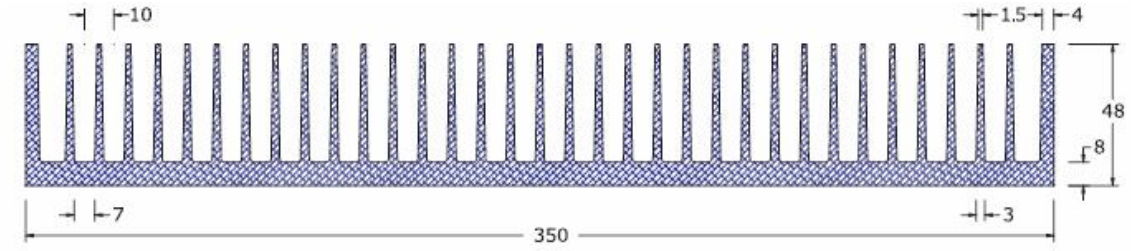


Fig. 4.12 Modelul radiatorului

În figura 4.12 este prezentat modelul „**MF 35 series**" fabricat de firma ***CONRAD***, model ales conform calculului rezistenței maxime a capsulei IGBT, calcul prezentat în relația (4.26). În tabelul 4.2 sunt prezentate datele de catalog ale modelului ales, date ale radiatorului comutatoarelor electronice.

Tab. 4.2. Datele de catog ale modelului „*MF 35 series*"

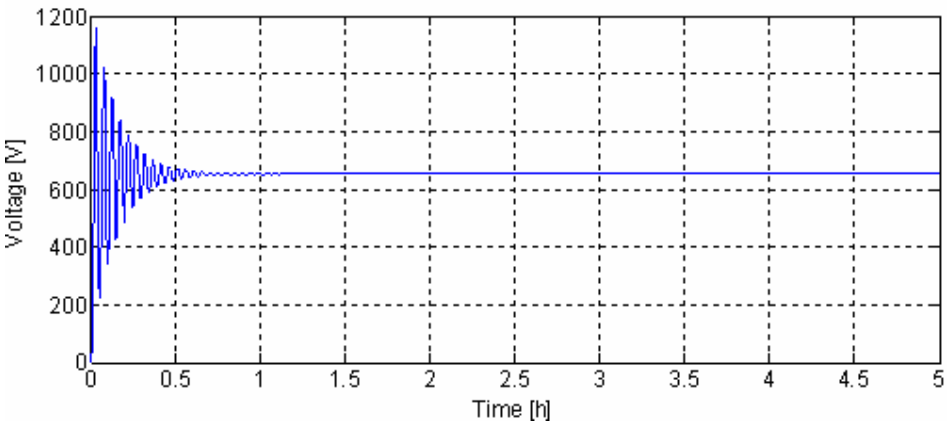
Product Code	Standard Lengths in mm	Thermal Resistance C/Watt for 80 C rise.	Weight in kg.
MF35-50	50.0	0.43	0.81
MF35-75	75.0	0.32	1.22
MF35-100	100.0	0.28	1.62
MF35-151.5	151.5	0.21	2.46

În figura 4.13 sunt arătată variația în raport cu timpul a tensiunii la bornele circuitului de curent continuu, a convertorului bidirecțional buck-boost.

Neglijând căderile de tensiune pe convertor scriem relația de legătură dintre valorile medii ale curenților pe o perioadă PWM:

$$I_{dc} = I_b \cdot \frac{U_b}{U_{dc}}, \tag{4.36}$$

$$I_{dc} = 20 \cdot \frac{240}{654} = 7{,}33 \quad A.$$



4.13 Variația în raport cu timpul a tensiunii la bornele convertorului

4.2.4. Controlul convertorului coborâtor – ridicător bidirecțional

Transferul puterii dintre invertor si microrețea se realizează prin intermediul condensatorului C_1. Variațiile de tensiune pe condensator reprezintă un indicator al puterii transferate prin invertor. Când sensul puterii active este dinspre invertor spre microrețea sau invers tensiunea la bornele condensatorului tinde să scadă. Această problemă obligă introducerea unui circuit de control al convertorului bidirețional prezentat în figura 4.14.

Puterea de referință P_D furnizată de către regulatorul de frecvență se împarte la tensiunea bateriei pentru a obține curentul de referință I_{bat}. Eroarea dintre curentul de referință şi cel real se aplică unui regulator proporțional integrator, iar ieşirea regulatorului se scade din tensiunea bateriei, obținându-se tensiunea la ieşirea convertorului U_{dc}.

În continuare se obține factorul de umplere D_1 care este utilizat ca referință pentru generatorul PWM, furnizând semnale de comandă pentru tranzistoarele Q_1 rspectiv Q_2.

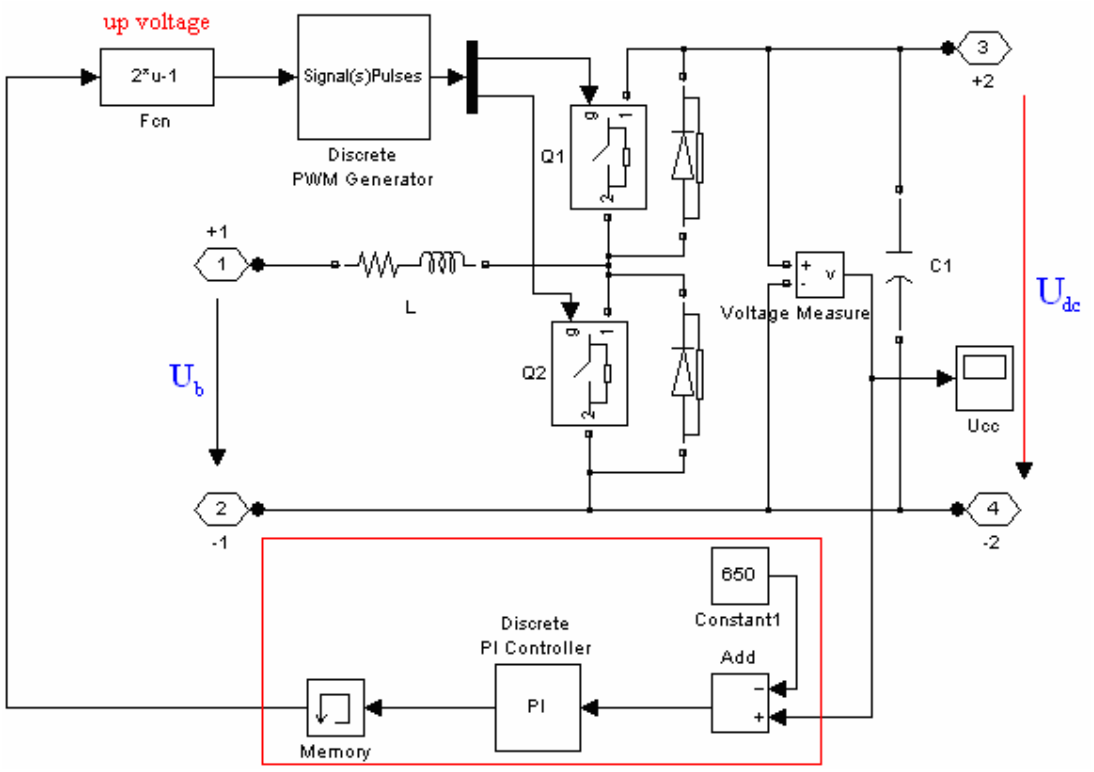


Fig. 4.14 Circuitul de control al concertorului buck – boost

Reglarea tensiunii la bornele convertorului bidirecțional buck – boost se face acordând regulatoarele k_p, respectiv k_i din blocul proporțional integrator. Se ajustează factorul k_p de la valoarea minimă spre valoarea maximă menținând factorul k_i la valoare minimă, până când tensiunea la bornele convertorului intră într-un regim de oscilații neamortizate, astfel spunem că sistemul a ajuns la limita de stabilitate, după care acesta se reduce la 45 % din ultima valoare la care sistemul a devenit instabil. Pentru ajustarea efectului I se creşte treptat factorul k_i, de la valoarea minimă spre valoarea maximă până când sistemul începe să oscileze, apoi se reduce cu 30 % din ultima valoare.

Impunând valori mari pentru coeficienții k_i şi k_p va rezulta un sistem care variază rapid la perturbații, permițând astfel o calitate mai bună a reglării.

Dacă coeficienții sunt prea mari efectele P şi I sunt prea rapide, iar atunci când se modifică brusc puterea absorbită de consummator sistemul va reacționa rapid şi oscilațiile se vor amortiza încet, adică va rezulta un timp de reglare mare.

4.3. Dimensionarea şi alegerea panourilor fotovoltaice

Dimensionarea panourilor fotovoltaice s-a facut în concordanță cu energia obținută de la turbina eoliană respectiv energia obținută de la microhidrocentrală, energie verde, obținându-se astfel un echilibru de energie produs.

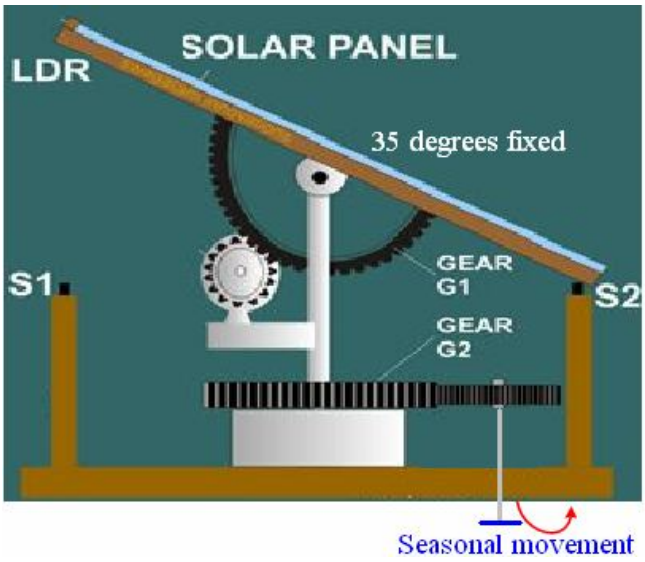


Fig. 4.15 Sistemul pe care pot fi montate PV-urile

Sistemul utilizat va fi cel montat la unghi fix de 6,5 kW cu posibilitate de reglare sezonier, model prezentat în figura 4.15, sistemul este format din 36 de panouri fotovoltaice cu puterea de 180 W / PV de tip monocristalin.

În tabelul 3.2 sunt precizate valorile obținute în urma conversiei energiei solare în enegie electrică de la acest sistem, la diferite grade de înclinare în regim sezonier.

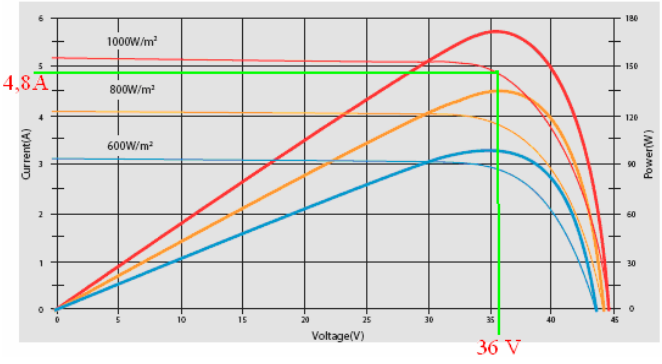


Fig.4.16 Caracteristica curent-tesiune pt. PV de 180 W

Aşezarea panourilor foto-voltaice s-a facut în funcție de tensiunea şi curentul care trebuie obținut (vezi fig.4.17). Se urmăreşte obținerea unei tensiuni cât mai mari pentru ca raportul de transformare dintre tensiunea PV-urilor şi ieşirea convertorului boost să fie cât mai mic.

În figura 4.16 este prezentată caracteristica curent – tensiune a panourilor fotovoltaice, unde se poate observa că pentru un flux mediu de 1000 W/mp se poate obține tesiunea şi curentul maxim.

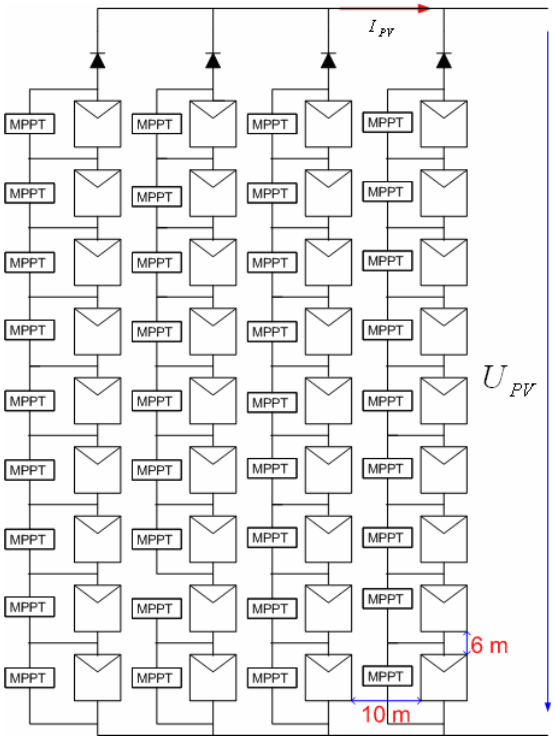


Fig. 4.17 Aşezarea panourilor fotovoltaice

Determinarea tensiunii la bornele panourilor fotovoltaice, U_{PV}:

$$U_{PV} = n_s \cdot U_1, \qquad (4.37)$$

unde: n_s - nr. de panouri fotovoltaice serie,

U_1 - tensiunea optimă a unui PV,

$$U_{PV} = 9 \cdot 36 = 324 \ \ V.$$

Determinarea intensității curentului, I_{PV}:

$$I_{PV} = n_p \cdot I_{PV}, \qquad (4.38)$$

unde: n_p - nr. şiruri paralel,

I_{PV} - curentul maxim obținut de la PV,

$$I_{PV} = 4 \cdot 4{,}8 = 19{,}2 \ \ A.$$

Characteristics	STP180S-24/Ad
Open - Circuit Voltage (Voc)	44.8V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.0V
Short - Circuit Current (Isc)	5.29A
Optimum Operating Current (Imp)	5.0A
Maximum Power at STC (Pmax)	180Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A
Power Tolerance	±3 %

Tab. 4.3. Caracteristicile electrice ale PV-ului

Dimensionarea panourilor fotovoltaice s-a făcut tinând cont de un coeficient de siguranță de 30 %, care s-a înmulțit cu puterea panourilor în două axe, astfel:

$$P_{PV2} = \alpha \cdot P_{PV1} \qquad (4.39)$$

unde: α - coeficient de siguranță,

P_{PV1} - puterea panourilor în două axe,

$$P_{PV2} = 1{,}3 \cdot 4860 = 6318 \ \ W.$$

S-au ales panouri fotovoltaice de tip monocristalin deoarece au randamentul cel mai bun, comparativ cu alte tipuri de panouri.

Diodele înseriate cu fiecare şir de panouri fotovoltaice au rol de a evita efectul ce poate apărea în urma fenomenului de umbrire, fenomen care va transforma şirul de panouri fotovoltaice umbrit în consumator.

4.3.1. Extragerea puterii maxime de la panourile fotovoltaice.

Atât tensiunea la borne cât şi intensitatea curentului prin panourile fotovoltaice, variază în decursul unei zile în funcție de condițiile de mediu.

Pentru a găsi punctele de putere maximă cât mai aproape de valorile reale, se urmăreşte caracteristica curent - tensiune a panoului solar (vezi fig.4.16) în concordanță cu caracteristica sarcinii.

Pentru ca sistemul utilizat să permită extragerea maximului de putere din energia solară se implementează un sistem de urmărire şi extragere a puterii maxime a panoului fotovoltaic, un convertor DC - DC înseriat între panourile fotovoltaice şi sarcină. Acest convertor poate fi controlat prin diferite tipuri de algoritmi. Dacă este aplicat corect la creşterea excesivă a sarcinii, controlul de extragere al puterii maxime poate preveni scăderea tensiunii panourilor fotovoltaice.

4.3.2. Considerente de funcționare

În continuare este prezentat un studiu, o curbă de sarcină, un semnal impus panourilor fotovoltaice, caracterizată în decursul lunii decembrie, monitorizată în programul matlab.

În figura 4.18 este prezentat semnalul impus panourilor fotovoltaice, semnal ce permite ridicarea unei caracteristici de curent funcție de timp. Semnalul impus este în concordanță cu puterea obținută în decursul a 24 ore de la panorile fotovoltaice şi tensiunea la bornele panourilor fotovoltaice.

Când sursa de putere sau sarcina conține echipamente sau elemente semiconductoare, curenți armonici vor circula în sistem şi pot cauza distrugerea sistemelor. Armonicile de curent pot fi induse şi datorită sarcinilor neliniare, ce duc la creşterea valorii medii a curentului de linie, astfel apar pierderi suplimentare de putere.

Calitatea energiei livrate urmăreşte defazajul între tensiune şi curet, defazaj cauzat de prezența unor sarcini inductive sau capacitive, care defazează curentul de linie în urma tensiunii cu un anumit unghi, astfel se induce o putere reactivă în microrețea ce încarcă linile electrice în timp ce puterea activă ramâne aceeaşi.

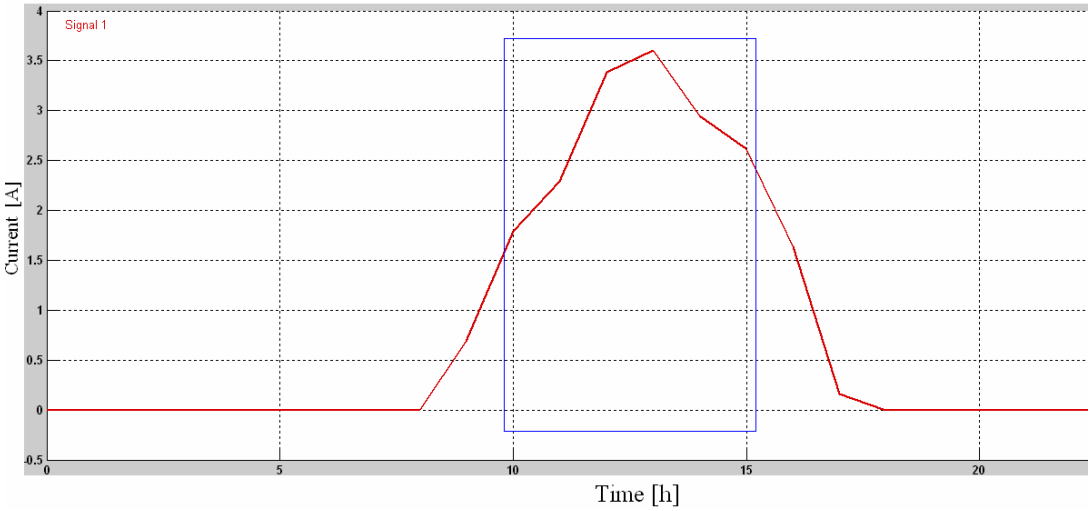
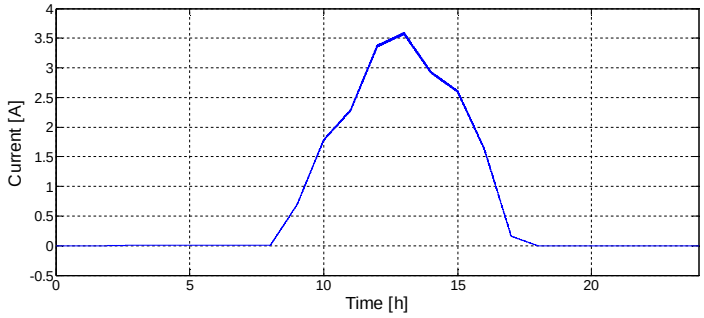


Fig. 4.18. Semnalul impus panourilor fotovoltaice

Se recomandă un sistem de contorizare a puterii debitate sau consumate în cele două direcții, se va monata un sistem de contorizare la consummator şi altul în punctele de producere a energiei electrice.

În figura 4.19 este prezentată caracteristica intensității curentului electric obținut de la ponourile fotovoltaice în intervalul a 24 ore, caracteristică în concordanță cu semnalul impus.



4.19. Variația în raport cu timpul a intensității curentului

Panoul fotovoltaic reprezintă o sursă controlabilă de curent, astfel că la conectarea în serie, curentul care circulă prin celula cea mai puțin productivă va limita puterea întregului modul.

Interconectarea panourilor fotovoltaice care au caracteristici curent-tensiune variabile va duce la o performanță mai scăzută decât performanța care s-ar obține în cazul utilizării individuale a modulelor.

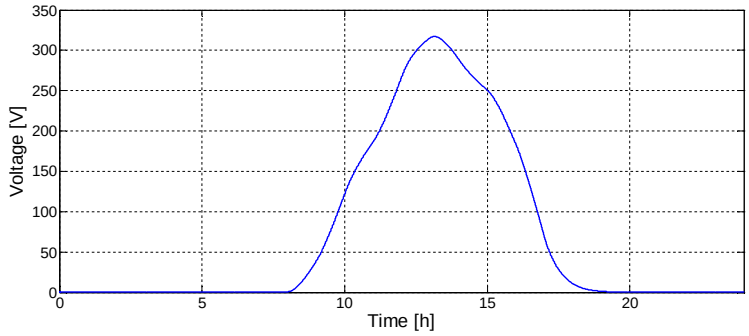


Fig. 4.20. Variația în raport cu timpul a tensiunii PV-urilor

Atunci când celule fotovoltaice sunt conectate în paralel, tensiunea totală este tensiunea unei celule iar curentul generat este suma curenților generați pe fiecare celulă în parte iar când sunt conectate în serie curentul este acelaşi iar tensiunea totală este suma tensiunilor fiecărei celule fotovoltaice. Tensiunea fiecărei celule se determină în funcție de curentul generat.

4.4. Dimensionarea convertorului boost

4.4.1. Structura internă

Convertorul boost are rol de a ridica tensiunea obținută la bornele panourilor fotovolatice şi de a face funcția de "maximul power point traker", astfel că la creşterea necontrolată a sarcinii tensiunea se va menține constantă.

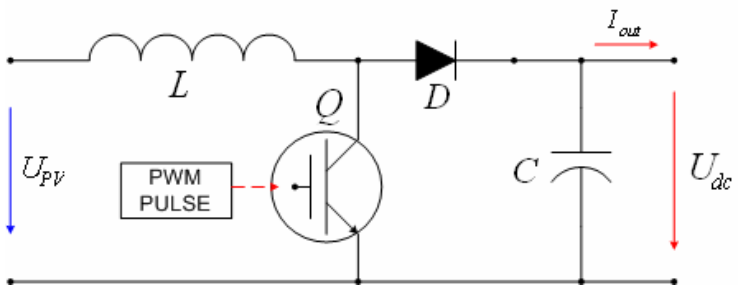


Fig. 4.21 Schema de principiu a conevertorului boost

În figura alăturată este prezentă schema de principiu a convertorului ridicător de tensiune "boost". Converorul îndeplineşte şi funcția de stabilizator de tensiune.

Prin controlul convertoarelor dc – dc se face ajustarea factorului de umplre şi controlul intensității curentului, al curentului de vârf .

Controlul curentului permite o dinamică mai bună, o protecție mai bună la supracurenți dar şi o instabilitate a factorului de umplere mai mare de 50 %.

Ieşirea circuitului MPPT este funcția factorului de umplere al comutatorului electronic, funcție pe care o poate face convertorul boost. Altfel putem spune că tensiunea la bornele convertorului dc-dc poate fi controlată şi prin intermediul invertorului microrețelei iar orice schimbare a factorului de umplere va modifica tensiunea la ieşirea PV-urilor.

4.4.2. Determinarea parametrilor

- Determinarea puterii nominale a convertorului boost, P_n:

$$P_n = I_{Pv.\max} \cdot U_{PV\max}, \qquad (4.40)$$

unde: $I_{Pv\max}$, $U_{Pv\max}$ - curentul şi tensiunea maximă produsă de panourile fotovoltaice

$$P_n = 19{,}2 \cdot 324 = 6220{,}8 \;\; W.$$

Datele de intrare:

$U_{pv.\max} = 324 \;\; V;$ - tensiunea maximă la bornele PV – urilor, la intrare în convertor,
$U_{pv.\min} = 162 \;\; V;$ - tensiunea minimă la bornele PV – urilor, la intrare în convertor,
$U_{out} = 654 \;\; V;$ - tensiunea maximă la ieşire din convertor,
$P_n = 6{,}23 \;\; kW;$ - puterea nominală a convertorului,
$P_{\min} = 623 \;\; W;$ - puterea minimă a convertorului, 10 % din puterea nominală,
$f_c = 1 \;\; kHz;$ - frecvența de comutație a dispozitivelor semiconductoare,
$\Delta I_L = 1{,}92 \;\; A;$ - riplul de c. max. acceptat prin bob.10 % din curentul de intrare în boost,
$\Delta U_C = 6{,}54 \;\; V;$ - riplul de tensiune pe cond., $\leq 1\%$ din tensiunea de ieşire a boost-ului,
$\alpha_I = 1{,}5;$ - coeficient de dimensionare in curent a comutatorului electronic,
$\alpha_U = 2;$ - coeficient de dimensionare în tensiune a comutatorului electronic,
$L_p = 2 \cdot 10^{-6} \;\; H;$ - inductanta serie a circuitului de curent continuu,
$\Delta U_{dc} = 65{,}4 \;\; V.$ - variatia tensiunii la bornele circuitului de curent continuu.

- Determinarea factorului de umplere al undei PWM la tensiune maximă, $D_{\min}$:

$$D_{\min} = \frac{U_{out} - U_{pv.\max}}{U_{out}}, \qquad (4.41)$$

$$D_{\min} = \frac{654-324}{654} = 0{,}5 \cong 50 \quad \%.$$

- Determinarea factorului de umplere al undei PWM la tensiune minimă, $D_{\max}$:

$$D_{\max} = \frac{U_{out} - U_{pv.\min}}{U_{out}}, \qquad (4.42)$$

$$D_{\max} = \frac{654-162}{654} = 0{,}75 \cong 75 \quad \%.$$

A. Funcția de transfer a tensiunii:

- Calculul tensiunii la bornele de ieşire a convertorului *boost* , la mers în gol,

$$U_{out} = \left(\frac{1}{1-D_{\min}}\right) \cdot U_{pv.\max}, \qquad (4.43)$$

$$U_{out} = 654 \quad V.$$

B. Funcția de transfer a intensității curentului

- Determinarea intensității a curentului maxim de intrare, în convertor, I_{in} :

$$I_{in} = \frac{P_n}{U_{in}}, \qquad (4.44)$$

$$I_{in} = \frac{6220{,}8}{324} = 19{,}2 \quad A.$$

- Determinarea intensității curentului maxim la ieşitea convertorului, I_{out} :

$$I_{out} = (1 - D_{\min}) \cdot I_{in}, \qquad (4.45)$$

$$I_{out} = (1-0{,}5) \cdot 19{,}2 = 9{,}6 \quad A.$$

C. Condiții de proiectare

- Funcționarea convertorului în regim de curent neîntrerupt, determinarea rezistenței echivalente la puterea minimă, $R_{\max}$:

$$R_{\max} = \frac{(U_{out})^2}{P_{\min}}, \tag{4.46}$$

$$R_{\max} = \frac{(654)^2}{623} = 687 \ \ \Omega .$$

- Funcționarea convertorului în regim de curent neîntrerupt, determinarea rezistenței echivalente la puterea maximă, $R_{\min}$:

$$R_{\min} = \frac{(U_{out})^2}{P_{\max}}, \tag{4.47}$$

$$R_{\min} = \frac{(654)^2}{6220,8} = 68,75 \ \ \Omega .$$

4.4.3. Dimensionarea componentelor

- Determinarea inductanței minime, $L_{\min}$:

$$L_{\min} = \frac{\left(1 - D_{\max}{}^2\right) \cdot R_{\max} \cdot D_{\max}}{2 \cdot f_c}, \tag{4.48}$$

$$L_{\min} = \frac{\left(1 - 0,75^2\right) \cdot 687 \cdot 0,75}{2000} = 112,7 \ \ mH .$$

- Determinarea inductanței maxime, $L_{\max}$:

$$L_{\max} = \frac{U_{pv.\min} D_{\max}}{f_c \cdot \Delta I_L}, \tag{4.49}$$

$$L_{\max} = \frac{162 \cdot 0,75}{1000 \cdot 1,92} = 63,28 \quad mH ,$$

Pentru funcționarea corectă în regim de curent neîntrerupt se alege o valoare standardizată pentru inductanța bobinei. Valoarea inductanței bobinei este invers proporțional cu frecvența de comutație a comutatorului electronic.

$$L_{stas} = 65 \quad mH .$$

- Asigurarea riplului de tensiune, determinarea capacității minime a condensatorului, $C_{\min}$:

$$C_{\min} = \frac{D_{\max} \cdot U_{out}}{\Delta U_c \cdot R_{\min} \cdot f_c}, \qquad (4.50)$$

$$C_{\min} = \frac{0,75 \cdot 654}{6,54 \cdot 68,75 \cdot 1000} = 1100 \quad \mu F .$$

- Determinarea căderii de tensiune pe tranzistor, U_{IGBT} :

$$U_{IGBT} = \alpha_U \cdot U_{in} ,$$

$$U_{IGBT} = 1,8 \cdot 654 = 1177,2 \quad V .$$

- Derminarea intensității curentului prin transistor, I_{IGBT} :

$$I_{IGBT} = \alpha_I \cdot I_{ef} ,$$

$$I_{IGBT} = 1,5 \cdot 19,2 = 28,8 \quad A .$$

Se va utiliza acelaşi tip de transistor ca la convertorul coborâtor-ridicător de tensiune de tensiune. Deoarece valorile tensiunii şi respectiv curentului sunt aproximativ egale se vor folosi aceleaşi date ale foii de catalog menționate anterior, date cu care s-au determinat parametrii comutatorului electronic.

Când se neglijează căderea de tensiune pe impedanța liniei de alimentare se ia ca reper tensiune de mers în gol, tensiune la bornele circuitului de curent continuu.

- Determinarea pierderilor în comutație pe IGBT,

$$P_{Q1} = E_{ts} \cdot f_c + U_{sat} \cdot D_{\max} \cdot I_{in},$$

$$P_{Q1} = 36 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 + 1{,}53 \cdot 0{,}75 \cdot 19{,}2 = 58{,}1 \ \ W$$

- Calculul circuitului snubber

$$C_s = \frac{L_p \cdot (I_{out})^2}{(\Delta U_{dc})^2},$$

$$C_s = \frac{2 \cdot 10^{-6} \cdot (9{,}6)^2}{(65{,}4)^2} = 42 \ \ nF.$$

- Determinarea rezistenței termice a radiatorului, în regim staționar, $R_{\theta SA}$:

$$R_{\theta SA} = \left(\frac{T_J - T_A}{P_{Q1}} \right) - R_{\theta JC} = \frac{125 - 55}{58{,}1} - 0{,}77 = 0{,}565 \ \ ^0 C/W.$$

- Determinarea temperaturii capsulei pentru tranzistor, T_{C1}:

$$T_{C1} = T_J - R_{\theta JC} \cdot P_{Q1},$$

$$T_{C1} = 125 - 0{,}77 \cdot 58{,}1 = 87{,}816 \ \ ^0 C.$$

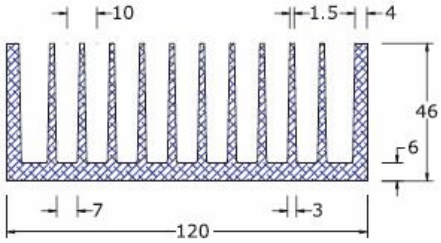


Fig. 4.22 Radiatorul IGBT-ului

În figura 4.22 este prezentat modelul radiatorului ales pentru tranzistorul IGBT, model achiziționat de la firma ***CONRAD.*** Datele prezentate în figură sunt exprimate în milimetrii, iar materialul fabricat este din aluminiu. În tabelul 4.3 sunt prezentate datele modelului de radiator.

Tabelul 4.3. Datele de catog ale modelului „*MF12 series*”

Product Code	Standard Lengths in mm	Thermal Resistance C/Watt for 80 C rise	Weight in kg.
MF12-50	50.0	1.12	0.26
MF12-75	75.0	0.92	0.39
MF12-100	100.0	0.78	0.52
MF12-151.5	151.5	0.57	0.79

- Determinarea puterii maxime disipate pe transistor, $P_{d\max}$:

$$P_{d\max} = U_{out} \cdot I_{out},$$

$$P_{d\max} = 654 \cdot 9{,}6 \cong 6{,}221 \ \ kW.$$

- Determinarea variației de temperatură pentru joncțiune, verificare ΔT_J :

$$\Delta T_J = P_{d\max} \cdot Z_\theta,$$

unde: Z_θ - impedanța termică tranzitorie,

$$\Delta T_J = 6{,}221 \cdot 10^3 \cdot 0{,}001 = 6{,}221 \ ^0C.$$

În figura 4.23 este prezentată caracteristica tensiunii de ieşire la bornele convertorului boost, convertor interconectat între panourile fotovoltaice şi rețeaua de curent continuu.

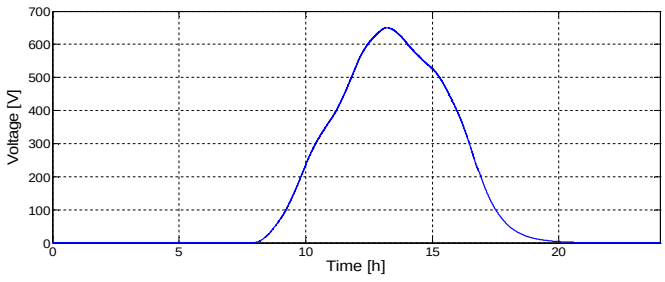


Fig. 4.23 Variația tensiunii de ieşire a convertorului în raport cu timpul

Convertorul stabilizează tensiunea de ieşire prin regulatorul de tensiune aplicat, menținând factorul de umplere al comutatorului electronic constant şi astfel la creşterea necontrolată a sarcinii tensiunea la borne nu scade.

- Determinarea temperaturii maxime a joncțiunii în regim tranzitoriu, T_{J1}:

$$T_{J1} = \Delta T_J + T_{C1},$$

$$T_{J1} = 6{,}221 + 87{,}816 \cong 94 \ {}^0C .$$

4.5. Dimensionarea invertorului

4.5.1. Structura internă

În figura 4.24 este prezentată schema de principiu a invertorului**,** formată din şase comutatoare electronice aşezate în punte. Ieşirea trifazată în curent altenativ este înseriată cu trei bobine de inductanțe egale cu rol de a se obține un semnal sinusoidal filtrat. Filtrul capacitiv, condensatorul C_1 dispus la bornele circuitului de curent continuu are rol de tampon eliminând nesimetriile apărute şi face transferul de putere dintre invertor şi interfața celor două convertoare dc-dc.

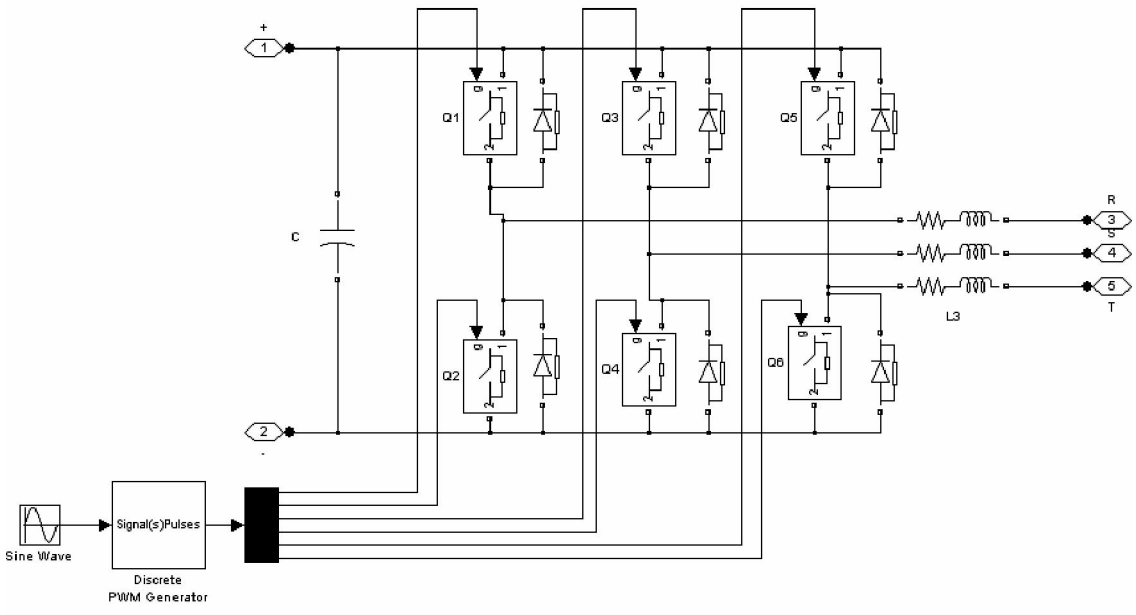


Fig. 4.24 Schema electrică de principiu a invertorului trifazat

Pentru determinarea parametrilor invertorului considerăm următoarele date de intrare:

4.5.2. Determinarea parametrilor

Date de intrare:

$P_{inst} = 4800 \ \ W$ - puterea maximă instantanee a sarcinii;
$\cos\varphi = 0{,}893$ - factorul de putere al microrețelei;
$U_l = 400 \ \ V$ - tensiunea de linie a rețelei trifazate;
$\Delta U_{ac} = 1{,}5 \ \ V$ - variația tensiunii la bornele rețelei de alimentare, a circuitului de c.a.;
$\Delta U_{dc} = 1{,}1 \ \ V$ - variația tensiunii la bornele circuitului de curent continuu;
$\alpha_U = 2$ - coeficient de siguranță la dimensionarea în tensiune a comutatorului el.;
$\alpha_I = 1{,}5$ - coeficient de siguranță la dimensionarea în curent a comutatorului el.;

- Determinarea puterii aparente a convertorului, S :

$$S = \frac{P_{inst}}{\cos\varphi}, \tag{4.51}$$

$$S = \frac{4800}{0{,}893} = 5376 \ \ VA.$$

- Determinarea valorii efective a intensității curentului de fază, I_f :

$$I_f = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_l}, \tag{4.52}$$

$$I_f = \frac{5376}{\sqrt{3} \cdot 400} = 7{,}759 \ \ A.$$

- Determinarea valorii maxime a intensității curentului de fază, $I_{f.\max}$:

$$I_{f.\max} = \sqrt{2} \cdot I_f, \tag{4.53}$$

$$I_{f.\max} = \sqrt{2} \cdot 7{,}759 = 10{,}973 \ \ A.$$

- Determinarea intenității curentului prin tranzistor, I_{IGBT} :

$$I_{IGBT} = I_{f.\max} \cdot \alpha_I, \tag{4.54}$$

$$I_{IGBT} = 10{,}973 \cdot 1{,}5 = 16{,}46 \quad A.$$

- Determinarea căderii de tensiune pe tranzistor, U_{IGBT} :

$$U_{IGBT} = \sqrt{2} \cdot \Delta U_{ac} \cdot \alpha_U \cdot U_l, \tag{4.55}$$

$$U_{IGBT} = \sqrt{2} \cdot 1{,}5 \cdot 2 \cdot 400 = 1697 \quad V.$$

Când se neglijează căderea de tensiune pe impedanța liniei de alimentare şi pe componentele invertorului se ia ca reper tensiunea de mers în gol pentru calculul parametrilor invertorului.

- Determinarea rezistenței echivalente a convertorului, R_{echiv} :

$$R_{echiv} = \frac{(U_{dc})^2}{P_{inst}}, \tag{4.56}$$

$$R_{echiv} = \frac{(654)^2}{4800} = 89 \quad \Omega.$$

- Determinarea intensității curentului prin circuitul de c.c., I_{dc} :

$$I_{dc} = \frac{U_{dc}}{R_{echiv}}, \tag{4.57}$$

$$I_{dc} = \frac{654}{89} = 7{,}34 \quad A.$$

- Determinarea valorii eficace a intensității curentului de linie, I_{ef} :

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_{dc}, \tag{4.58}[1]$$

$$I_{ef} = 6 \quad A.$$

4.5.3. Dimensionarea componetelor

În figura 4.26 este prezentat modelul de comutator electronic ales, model format din două tranzistoare IGBT legate în serie încorporate într-o singură capsulă. Modelul prezentat are încorporat din construcție diode de întoarcere, necesare pentru îmbunătățirea factorului de dispersie termic şi îmbunătățirii factorului de comutație.

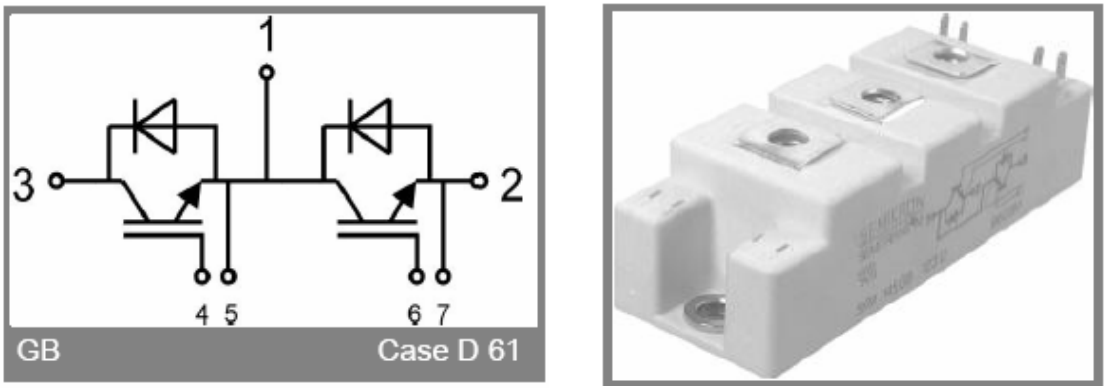


Fig. 4.26 Modelul comuatorului electronic utilizat

În figurile de mai jos sunt prezentate caracteristicile parametrilor comutatorului electronic în funcție de intensitatea curentului de colector, valoare estimată în proiectare.

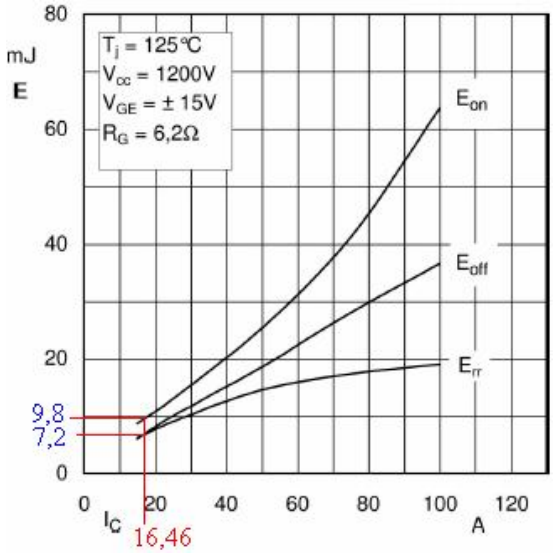


Fig. 4.27 Parametrii E_{of}, E_{on} funcție de I_c

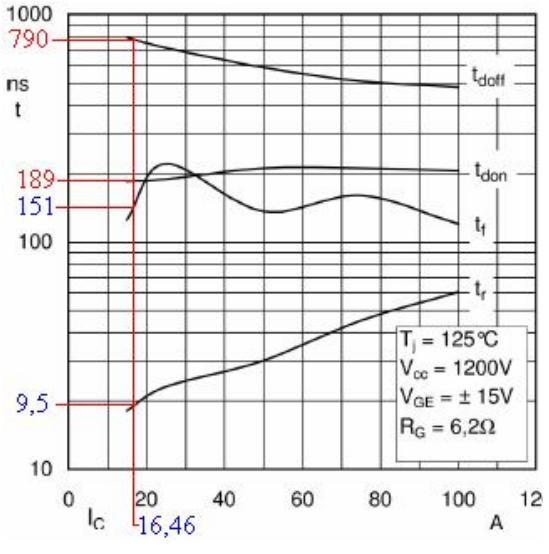
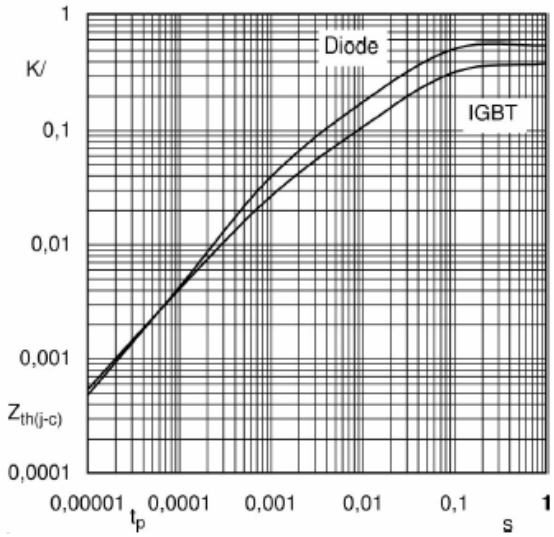
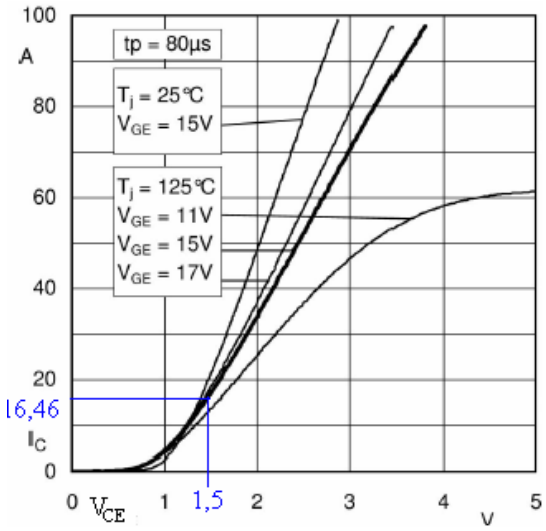


Fig. 4.28 Parametrii t_{dOF}, t_{dON}, t_r, t_f funcție de I_c



4.29 Impedanța tranzitorie funcție de t_p



4.30 Tensiunea de saturație în funcție de I_c

Datele de intrare:

$U_{dc} = 654 \ \ V$	- tensiunea de mers în gol la bornele circuitului de c.c., a invertorului;
$U_{sat} = 1{,}5 \ \ V$	- tensiunea de saturație a comutatorului electronic;
$L_p = 2 \ \ \mu H$	- inductanța serie a circuitului de curent continuu;
$T_A = 55 \ \ ^0C$	- temperatura impusă mediului ambiant;
$T_{J1} = 125 \ \ ^0C$	- temperatura impusă joncțiunii;
$R_{\theta JC} = 0{,}38 \ \ ^0C/W$	- rezistentă termică joncțiune – capsulă;
$R_{\theta CS} = 0{,}025 \ \ ^0C/W$	- rezistentă termică capsulă - radiator;
$E_{on} = 9{,}8 \ \ mJ$	- energia la intrarea în conducție a dispozitivului semiconductor;
$E_{off} = 7{,}2 \ \ mJ$	- energia la ieşirea din conducție a dispozitivului semiconductor;
$t_r = 9{,}5 \ \ ns$	- timpul de creştere a intensității curentului prin transistor;
$t_f = 151 \ \ ns$	- timpul de scădere a intensității curentului prin transistor;
$t_{d.on} = 189 \ \ ns$	- timpul de întârziere la intrarea în conducție;
$t_{d.off} = 790 \ \ ns$	- timpul de întârziere la ieşirea din conducție;
$Z_{th} = 0{,}005$	- impedanța tranzitorie termică;

- Determinarea energiei totale disipate pe *IGBT*, E_{ts}:

$$E_{ts} = E_{t.on} + E_{t.off}, \qquad (4.60)$$

$$E_{ts} = 9{,}8 + 7{,}2 = 17 \ \ mJ.$$

- Determinarea pierderilor în comutație pe tranzistorul Q_1, P_{Q1}:

$$P_{Q1} = E_{ts} \cdot f_c + U_{sat} \cdot D_1 \cdot I_{f\max},$$

$$P_{Q1} = 17 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^3 + 1{,}5 \cdot 0{,}366 \cdot 10{,}973 = 91{,}044 \ \ W.$$

- Determinarea pierderilor totale în comutație pentru $Q_1 \div Q_6$, P_t:

$$P_t = \sum_{k=1}^{6} P_{Q1} = 546{,}26 \ \ W.$$

- Determinarea variației de tensiune la bornele invertorului de c.c., ΔU_{DC}:

$$\Delta U_{DC} = \Delta U_{dc} \cdot U_{dc}, \qquad (4.61)$$

$$\Delta U_{DC} = 0{,}1 \cdot 654 = 65{,}4 \ \ V.$$

- Determinarea capacității condensatorului snubber la bornele punții IGBT,

$$C_s = \frac{L_p \cdot (I_{dc})^2}{(\Delta U_{DC})^2},$$

$$C_s = \frac{2 \cdot 10^{-6} \cdot (7{,}34)^2}{(65{,}4)^2} = 25{,}25 \ \ nF.$$

- Determinarea puterii disipate pe rezistența snubberului, P_{Rs}:

$$P_{Rs} = D_1 \cdot C_s \cdot (U_{dc})^2 \cdot f_c, \qquad (4.62)$$

$$P_{Rs} = 0{,}366 \cdot 25{,}25 \cdot 10^{-9} \cdot (654)^2 \cdot 5 \cdot 10^3 = 19{,}80 \ \ W.$$

- Determinarea rezistenței termice maxime, în regim staționar, pentru Q_1, $R_{\theta SA}$:

$$R_{\theta SA} = \left(\frac{T_J - T_A}{P_{Q1}} \right) - R_{\theta JC} = \frac{125 - 55}{91{,}044} - 0{,}38 = 0{,}389 \ \ ^0C/W.$$

- Determinarea rezistenței totale termice pentru puntea IGBT, P_t:

$$P_t = \frac{R_{\theta SA}}{3} = 0{,}129 \ \ ^0C/W.$$

Cu cât rezistența termică a radiatorului este mai mică cu atât volumul radiatorului este mai mare, rezistență este aleasă superior față de cea calculată.

- Determinarea temperaturii capsulei tranzistorului Q_1:

$$T_{C1} = T_J - R_{\theta JC} \cdot P_{Q1},$$

$$T_{C1} = 125 - 0{,}38 \cdot 91{,}044 = 90{,}403 \ {}^0C.$$

- Determinarea timpului total la intrare în conducție, t_{cON}:

$$t_{c(ON)} = t_r + t_{d(ON)},$$

$$t_{c(ON)} = 9{,}5 \cdot 10^{-9} + 189 \cdot 10^{-9} = 198{,}5 \ \ ns$$

- Determinarea timpului total la ieşirea din conducție, $t_{c(OFF)}$:

$$t_{c(OFF)} = t_f + t_{d(OFF)},$$

$$t_{c(OFF)} = 151 \cdot 10^{-9} + 790 \cdot 10^{-9} = 941 \ \ ns.$$

- Determinarea duratei lățimei pulsului, t_{p1}:

$$t_{p1} = \frac{t_{c(OFF)}}{2},$$

$$t_{p1} = \frac{941}{2} = 470{,}5 \ \ ns.$$

- Determinarea factorului de ciclicitate, al puterii disipate, d:

$$d = t_{p1} \cdot f_c \cdot 2,$$

$$d = 470{,}5 \cdot 10^{-9} \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 2 = 4{,}7 \ \ ms.$$

- Determinarea perioadei pulsului, t_{p2}:

$$t_{p2} = \frac{t_{p1}}{d},$$

$$t_{p2} = \frac{470{,}5 \cdot 10^{-9}}{4{,}7 \cdot 10^{-3}} = 100 \quad \mu s$$

- Determinarea puterii maxime a invertorului, $P_{\max}$:

$$P_{\max} = U_{dc} \cdot I_{f.\max},$$

$$P_{\max} = 654 \cdot 10{,}973 \cong 7{,}172 \quad kW.$$

- Determinarea variației de temperatură pentru joncțiune, verificare, ΔT_J:

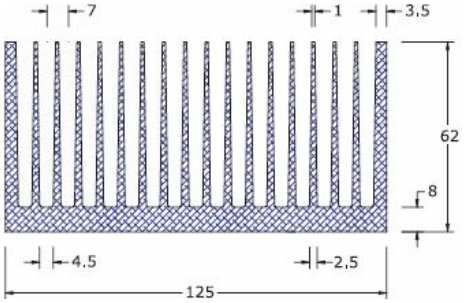
$$\Delta T_J = P_{d\max} \cdot Z_\theta,$$

$$\Delta T_J = 7{,}172 \cdot 10^3 \cdot 0{,}005 = 35{,}86 \quad {}^0C.$$

- Determinarea temperaturii maxime a joncțiunii în regim tranzitoriu, T_{J1}:

$$T_{J1} = \Delta T_J + T_{C1},$$

$$T_{J1} = 35{,}86 + 90{,}403 = 126{,}26 \quad {}^0C.$$



4.31 Radiatorul capsulei IGBT

Din considerente tehnice se va alege câte un radiator din aluminiu cu răcire forțată pentru fiecare capsulă. Radiatorul este achiziționat de la firma *"CONRAD"* iar datele prezentate în figura 4.31 sunt date în milimetrii. În tabelul 4.5 sunt prezentate datele pentru modelul MF 30 series.

Tabelul 4.5 Datele de catalog ale radiatorului cu răcire forțată

Product Code	Standard Lengths in mm	Thermal Resistance Natural Convection C/Watt for 80 C rise	Thermal Resistance Forced Convection 6.4 l/s (13.5 cfm) C/W	Thermal Resistance Forced Convection 12.7 l/s (27 cfm) C/W	Weight in kg.
MF18-50	50.0	0.84	0.24	0.19	0.41
MF18-75	75.0	0.67	0.20	0.17	0.61
MF18-100	100.0	0.59	0.18	0.15	0.82
MF18-151.5	151.5	0.46	0.13	0.11	1.24

4.5.4. Considerente de funcționare

` În figura 4.32 este prezentată caracteristica de sarcină a consumatorului trifazat în decursul lunii Decembrie, perioadă defavorizată. Carcteristică a fost impusă unei sarcini dinamice în programul “Matlab-Simulink”, iar simularea a fost făcută în intervalul orar 10-15.

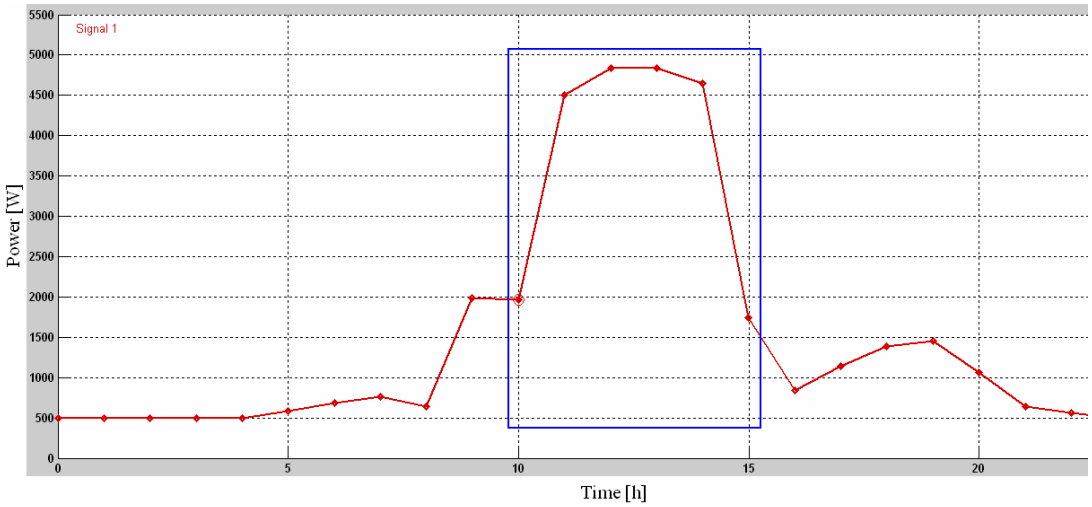


Fig. 4.32 Caracteristica impusă sarcinii trifazate

În figura 4.33a respectiv 4.33b este prezentată variația în raport cu timpul a tensiunii alternative, valoarea maximă a tensiunii de linie, la bornele invertorului trifzat. Stabilizarea tensiunii alternative este făcută din circuitul de curent continuu a microrețelei, prin controlul convertorului bidirecțional buck – boost.

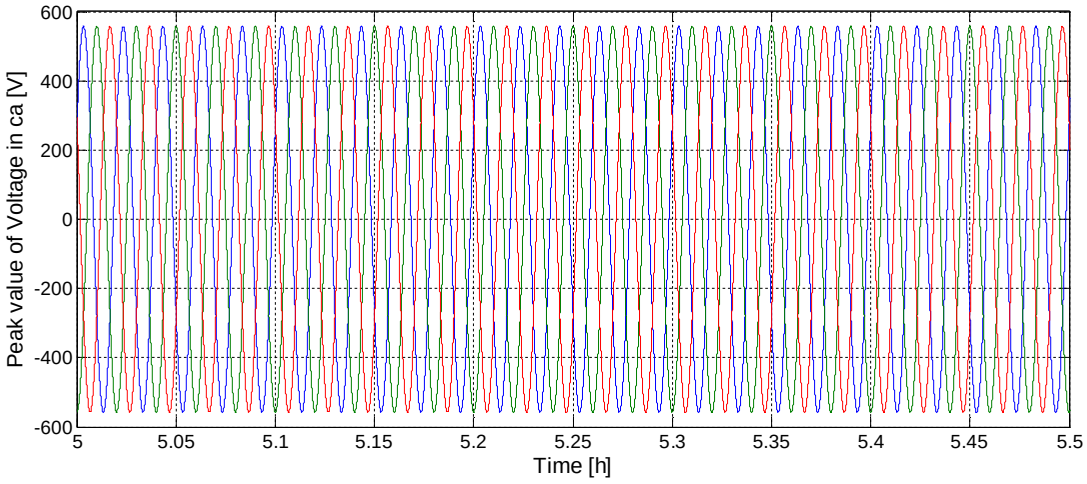


Fig. 4.33a Variația în raport cu timpul a tensiunii alternative la bornele invertorului

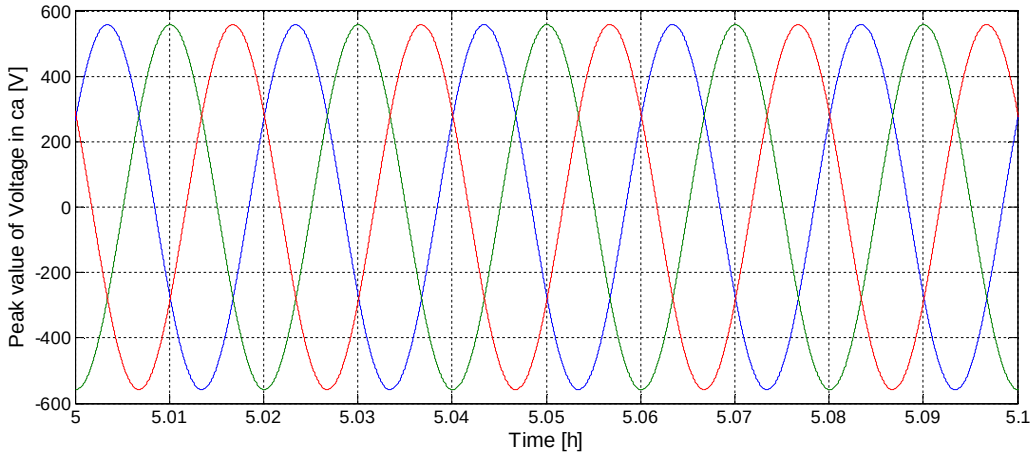


Fig. 4.33b Variația în raport cu timpul a tensiunii alternative la bornele invertorului

În figura 4.34a este prezentată caracteristica brută a variației în raport cu timpul a intensității curentului injectat prin invertor de la bateriile de acumulatori şi panourile fotovoltaice în perioada de vârf a zilei.

În figura 4.34b se poate vedea aceaşi caracteristică detaliat, unde forma curentului este distorsionată de armonicele de curent injectate de cele două convertoare dc-dc către consumator. Această situație duce la injectarea de putere reactivă în sistem, fenomen ce va produce pierderi de putere activă.

Caracteristica îngroşată reprezintă componenta fundamentală a intesității curentului, componentă uşor distorsionată şi din cauza frecvenței de comutație minime impusă celor două convertoare dc-dc.

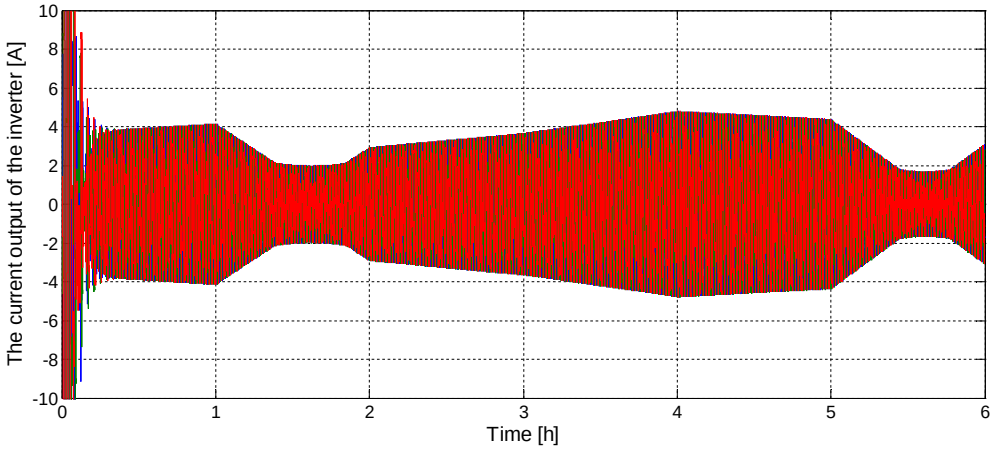


Fig. 4.34a Variația în raport cu timpul a intensității curentului de la PV şi acumulatori

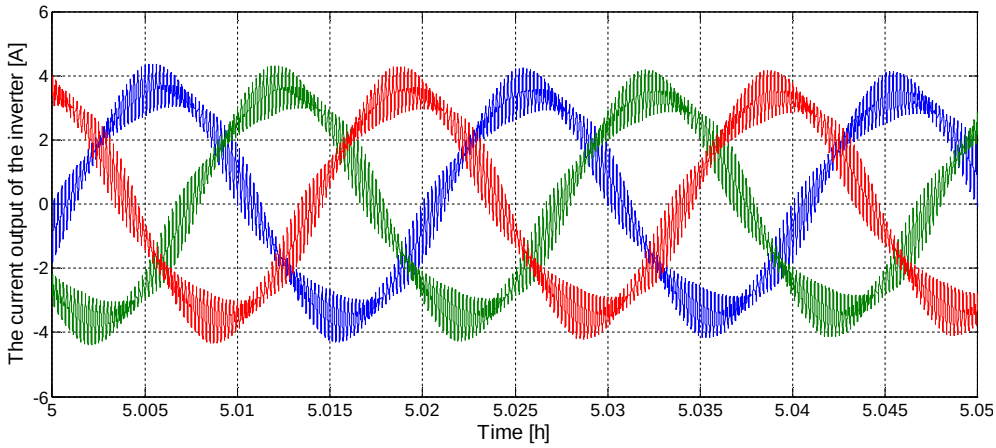


Fig. 4.34b Variația în raport cu timpul a intensității curentului de la PV şi acumulatori

Supradimensionarea surselor de putere, a generatoarelor, a cablurilor este necesară atunci când armonicile de ordin superior sunt semnificative în sistem, armonici ce duc la creşterea valorii medii a curentului de linie, fenomen ce poate produce avarierea generatoarelor. Astfel apar pierderi de putere între sursa de generare şi cea de consum.

În prealabil curenții armonici au efect negativ asupra microrețelei. Pentru evaluarea gradului de distorsiune datorată armonicelor se foloseşte termenul de "distorsiune armonică totală". În figura 4.25 s-a subliniat evidența armonicilor de curent 5 şi 7, greu de filtrat.

Pentru o tensiune de alimentare sinusoidală, factorul de distorsiune al curentului (THD_I) poate fi exprimat în funcție de factorul de putere al microrețelei astfel:

$$THD_I = \sqrt{\left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2}\right)^2 - 1}, \qquad (4.63)$$

unde: $\cos\varphi_1$ - factorul de putere al sarcinii;

$\cos\varphi_2$ - factorul de putere al microrețelei;

Sarcina fiind considerată rezistivă, unghiul de defazaj φ_1 este zero, respectiv $\cos\varphi = 1$, astfel distorsiunea armonică totală va fi:

$$THD_I = \sqrt{\frac{1}{(\cos\varphi_2)^2} - 1} = \sqrt{\frac{4\cdot\pi}{2\cdot\pi + 3\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{D_1} - 1}, \qquad (4.64)[5]$$

unde: D_1 - factorul de umplere al undei PWM,

$$THD_I = \sqrt{\frac{1.095}{0{,}366} - 1} = 1{,}4113.$$

4.6. Considerente de funcționare ale generatoarelor asincrone

Comparativ cu masina sincronă generatorul asincron nu-şi poate produce singur autoexcitația necesară stabilirii unui câmp magnetic corespunzator. În prealabil generatorul asincron nu poate funcționa independent şi nici nu poate face controlul asupra puterii active respectiv reactive din microrețea, altfel spunem că generatourul sincron contribuie la defectul total al microrețelei amplificându-l, iar o maşină asincronă se dezechilibrează.

Microrețeaua în care funcționează generatorul asincron trebuie să-i asigure acestuia puterea necesară magnetizării.

Pentru ca generatorul asincron să poată produce energie electrică are nevoie de o sursă de magnetizare, o baterie de condesatoare care îl ajută sa urce pe curba de magnetizare, hrănindu-l cu energie reactivă şi de antrenarea lui peste turația de sincronism.

În figura 4.35 este prezentată caracteristica de funcționare impusă generatorului asincron, caracteristică de cuplu ce interpretează puterea obținută din energia vântului [3.4]. Cuplu mecanic la arborele generatorului asincron s-a calculat cu relația (4.65) egalând puterea electrică obținută de la generator cu puterea mecanică.

$$P_{mec} = \frac{M \cdot \Omega}{9550}, \qquad (4.65)[9]$$

unde: M - cuplul mecanic, $[N \cdot m]$;

Ω - turația rotorică, $[rpm]$.

Cuplul la arborele generatorului eolian a fost raportat la puterea electrică obținută pe intervalul orar 10-15 din energia vântului obținută în decursul luni Decembrie.

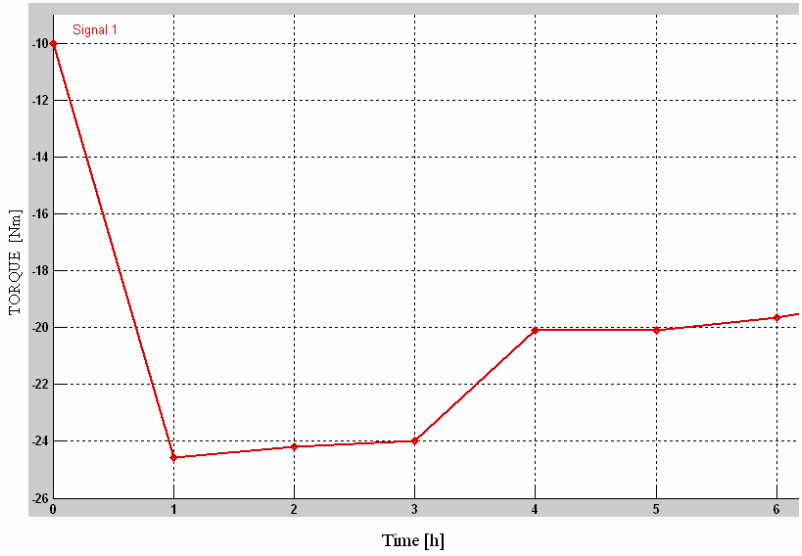


Fig. 4.35 Caracteristica de cuplu impusă generatorului eolian

La creşterea vitezei de rotație a generatorului asincron impedanța capacitivă scade şi excitația se întăreşte, astfel la bornele maşinii tensiunea creşte fiind limitată de saturatea circuitului magnetic. În ceea ce priveşte curentul de defect comparativ cu maşina sincronă este mai mic.

Puterea furnizată de generatorul asincron depinde de alunecarea maşinii. Cu cât alunecarea este mai mare cu atât şocurile mecanice în maşină sunt mai mici şi randamnetul scade. Tensiunea indusă în stator este direct proporțională cu alunecarea maşinii.

La funcționarea maşinii asincrone, cu cât diferență dintre câmpul magnetic al rotorului ω_r şi câmpul magnetic statoric ω_s este mai mare cu atât tensiunea la bornele maşinii este mai mare. Tensiunea indusă în stator este direct proporțională cu alunecarea maşinii.

În figura 4.36a este prezentată variația în raport cu timpul a intensității curentului în perioada de vârf a zilei, caracteristica brută.

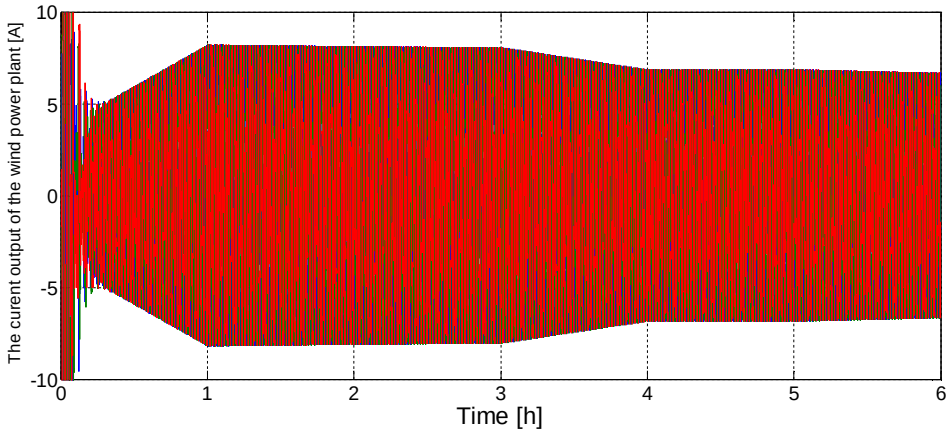


Fig. 4.36a Variația în raport cu timpul a intensității curentului de la generatorul eolian

În figura următoare se poate observa variația în raport cu timpul a intensității curentului injectat de generatorul eolian uşor distorsionată de prezența armonicelor de curent prezente în microrețea.

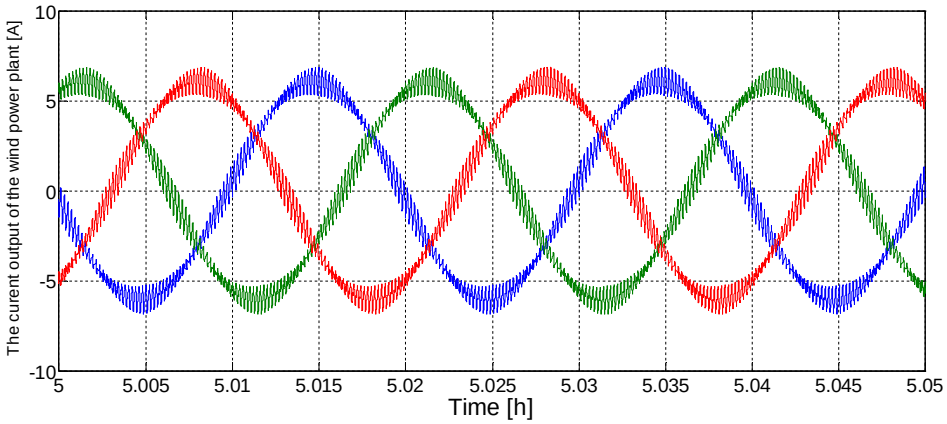


Fig. 4.36b Variația în raport cu timpul a intensității curentului de la generatorul eolian

5. Analiza privind monitorizarea calității energiei electrice

5.1. Monitorizarea puterii injectate şi consumate în şi din microrețea

Când o maşină electrică funcționează în regim de generator va produce o tensiune de ieşire cu 10 % mai mică decât tensiunea de alimentare în regim de motor pentru aceeaşi tensiune şi acelaşi curent de magnetizare. Pentru acoperierea acestui neajuns se cere producătorului să realizeze înfăşurările maşinii pentru a atinge nivelul dorit de tensiune, sau creşterea frecvenței generatorului de la 50 la 53 Hz.

În figura 5.1 este prezentată variația în raport cu timpul a puteri totale injectate de generatoarele asincrone. Puterea injectată de generatorul hidro s-a considerat constantă, deoarece variația debitului de apă nu se modifică pe o durată scurtă de timp comparativ cu viteza vântului. Caracteristica albastră reprezintă pterea activă injectată iar caracteristica roşie defineşte puterea reactivă prezentă în microrețea.

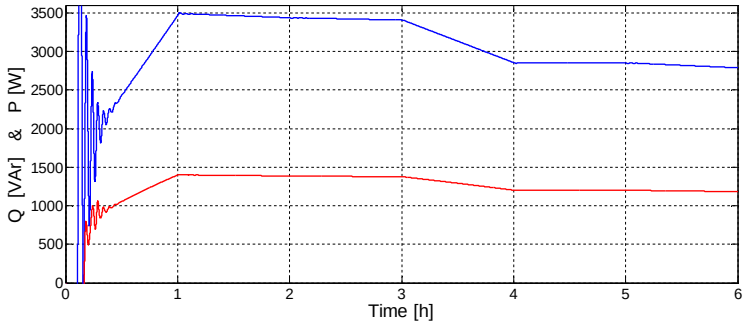


Fig. 5.1 Puterea totală debitată de generatoarele asincrone

Puterea reactivă prezentă în microrețea creează pierderi de putere activă.

Deoarece energia reactivă din microrețea este capacitivă se urmăreşte dimensionarea unui filtru consumator.

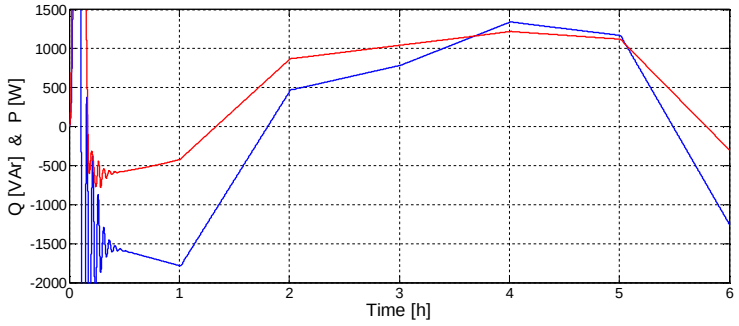


Fig. 5.2 Puterea totală debitată de PV-uri şi acumulatori cu Pb

În figura 5.2 este prezentată variația în raport cu timpul a puterii transferate de la acumulatori cu plumb-acid şi panourile fotovoltaice prin invertorul trifazat către microrețea.

Dimensionarea capacității bateriilor de condesatoare pentru asigurarea energiei reactive necesare fncționării generatoarelor asincrone se face utilizând relația (5.1).

La introducerea unei sarcini în circuit alunecarea maşinii asincrone devine negativă iar frecvența generatorului scade, deci panta tensiune-curent a generatoarelor va creşte. Altfel spunem că funcționarea stabilă a generatorului se întâlneşte pe o aumită valoare a capacității bateriei de condensatoare şi implicit a sarcinii.

$$C \geq \frac{1}{4 \cdot \pi^2 \cdot f^2 \cdot \left(L_m + L_\sigma\right)}, \qquad (5.1)[7]$$

unde: f - frecvența microrețelei, $[Hz]$;

L_m - inductanța mutuală a generatorului, $[H]$;

L_σ - inductanța de scăpări a înfăşurării generatorului, $[H]$.

În figura 5.3 este prezentată variația în raport cu timpul a puerii pe barele consumatorului trifazat.

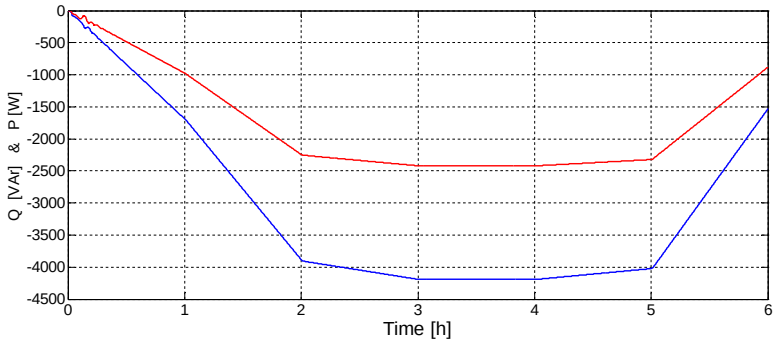


Fig. 5.3 Puterea activă şi reactivă pe barele consumatorului

În relația de calcul următoare se va face bilanțul puterilor de putere activă, respectiv reactivă urmărindu-se determinarea pierderilor de putere activă pe linile de transport a microrețelei.

- Bilanțul puterii active din microrețea, P:

$$P = \left(P_{PV} + P_{bat}\right) + P_{gen} + P_c, \qquad (5.2)$$

unde: $P_{PV} + P_{bat}$ - puterea activă maximă generată de baterii şi PV în sistem;

P_{gen} - puterea activă maximă injectată de generatoare;

P_c - puterea activă maximă pe barele consumatorului;

$$P = 1300 + 3500 - 4200 = 600 \ \ W$$

- Bilanțul puterii reactive în microrețea, Q:

$$Q = \left(Q_{PV} + Q_{bat}\right) + Q_{gen} + Q_c , \qquad (5.3)$$

$$Q = 1200 + 1400 - 2420 = 180 \ \ VAr$$

Puterea reactivă rezultată reprezintă puterea consumată de generatoarele asincrone pentru procesul de autoexcitație. Puterea reactivă rămasă în sistem creează pierderi.

5.2. Determinarea parametriilor microrețelei

- Determinarea puterii aparente a microrețelei, S:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} , \qquad (5.4)$$

unde: P - puterea activă maximă consumată,

Q - puterea reactivă rămasă în sistem,

$$S = \sqrt{4800^2 + 2420^2} = 5375 \ \ VA.$$

- Determinarea puterii de scurtcircuit a microrețelei, S_k:

$$S_k = \left(I_{PV} + I_{bat} + I_{gen1} + I_{gen2}\right) \cdot U_l , \qquad (5.5)$$

unde: I_{PV} - intensitatea curentului maxim generat de PV-uri la ora 12;

I_{bat} - intensiatea curentului maxim ce poate fi solicitat de sarcină;

I_{gen1}, I_{gen2} - intensiatea curentului maxim injectat de geneartoarele asincrone;

U_l - valoarea eficace a tensiunii de linie la bornele consumatorului trifazat;

$$S_k = (3{,}5 + 12 + 0{,}64 + 8{,}2) \cdot 400 = 9736 \quad VA.$$

- Determinarea valorilor caracteristice ale sistemului deformant

- *reactanța sistemului, X_s :*

$$X_s = \frac{(U_l)^2}{S_k}, \tag{5.6}$$

$$X_s = \frac{(400)^2}{9736} = 16{,}43 \quad \Omega.$$

- *calculul curentului de bază deformant, I_{1d} :*

$$I_{1\,d} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot \sqrt{2}}, \tag{5.7}$$

$$I_{1\,d} = \frac{5375}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot \sqrt{2}} = 5{,}486 \quad A.$$

- *calculul curenților deformanți pentru armonicele de curent produse, $I_{5\,d}$, I_{7d} , I_{11d}:*

$$I_{5\,d} = 12\% \cdot 5{,}486 = 0{,}659 \quad A,$$

$$I_{7\,d} = 8\% \cdot 5{,}486 = 0{,}439 \quad A,$$

$$I_{11\,d} = 3\% \cdot 5{,}486 = 0{,}167 \quad A$$

- Deformările rezidue ale puterii deformante:

- *curentul rezidual existent în microrețea, I_{rez}:*

$$I_{rez} = \sqrt{(I_{5\,d})^2 + (I_{7\,d})^2 + (I_{11\,d})^2}, \tag{5.8}$$

$$I_{rez} = \sqrt{(0{,}659)^2 + (0{,}439)^2 + (0{,}167)^2} = 0{,}8082 \quad A.$$

- Coeficientul de distorsiune, δ_d:

$$\delta_d = \frac{I_{rez}}{I_{1\,d}} \cdot 100 \quad , \tag{5.9}$$

$$\delta_d = \frac{0{,}8082}{5{,}486} \cdot 100 = 14{,}731 \ \ \%.$$

- Valorile efective, deformatoare de curent:

- *valoarea efectivă a curentului deformant, I_d:*

$$I_d = \sqrt{(I_{1\,d})^2 + (I_{5\,d})^2 + (I_{7\,d})^2 + (I_{11\,d})^2} \ , \tag{5.10}$$

$$I_d = \sqrt{(5{,}486)^2 + (0{,}659)^2 + (0{,}439)^2 + (0{,}167)^2} = 5{,}545 \ \ A.$$

- *reactanța echivalentă a regimului deformant, X_C:*

$$X_C = \frac{(\sqrt{2} \cdot U_l)^2}{Q}, \tag{5.11}$$

$$X_C = \frac{(\sqrt{2} \cdot 400)^2}{2420} = 132{,}23 \ \ \Omega.$$

- Circulația curenților armonici care ies din rețea:

$$I_{v\,s} = I_{v\,d} \cdot \frac{X_C}{X_C + X_s}, \tag{5.12}$$

unde: v - rangul armonicilor,

$$I_{5\,s} = 0{,}659 \cdot \frac{132{,}23}{132{,}23 + 16{,}43} = 0{,}585 \ \ A$$

.

$$I_{7\,s} = 0{,}439 \cdot \frac{132{,}23}{132{,}23 + 16{,}43} = 0{,}39 \ \ A$$

$$I_{11\ s} = 0{,}167 \cdot \frac{132{,}23}{132{,}23 + 16{,}43} = 0{,}146 \quad A.$$

- Determinarea armonicelor de tensiune , :

$$U_{a5} = v \cdot \sqrt{3} \cdot I_{v\ S} \cdot X_S \qquad (5.13)$$

$$U_{a5} = 5 \cdot \sqrt{3} \cdot 0{,}585 \cdot 16{,}43 = 83{,}34 \quad V,$$

$$U_{a7} = 7 \cdot \sqrt{3} \cdot 0{,}39 \cdot 16{,}43 = 77{,}78 \quad V,$$

$$U_{a11} = 11 \cdot \sqrt{3} \cdot 0{,}147 \cdot 16{,}43 = 45{,}83 \quad V.$$

- Rezidul deformant al tensiunii armonice, $U_{rez\ d}$:

$$U_{rez\ d} = \sqrt{(U_{a5})^2 + (U_{a7})^2 + (U_{a11})^2}\ , \qquad (5.14)$$

$$U_{rez\ d} = \sqrt{(83{,}34)^2 + (77{,}78)^2 + (45{,}83)^2} = 122{,}87 \quad V\ .$$

- Coeficientul de distorsiune al tensiunii, δU:

$$\delta U = \frac{U_{rez\ d} \cdot 100}{U_l \cdot \sqrt{2}}\ , \qquad (5.15)$$

$$\delta U = \frac{122{,}87 \cdot 100}{565} = 21{,}72 \quad \%$$

- Valoarea efectivă a tensiunii armonice, U_{ef} :

$$U_{ef} = \sqrt{(\sqrt{2} \cdot U_l)^2 + (U_{a5})^2 + (U_{a7})^2 + (U_{a11})^2}\ , \qquad (5.16)$$

$$U_{ef} = \sqrt{(565)^2 + (83{,}34)^2 + (77{,}78)^2 + (45{,}83)^2} = 578{,}87 \quad V\ .$$

5.3. Consumarea puterii reactiv-capacitive din microrețea

În acest subcapitol se urmăreşte dimensionarea unui filtru pentru consumarea puterii reaciv-capacitive injectate în rețea.

- Condiția de rezonanța a microrețelei,

$$X_L = X_C, \tag{5.17}$$

- Determinarea inductanței filtrului,

$$L = \frac{X_L}{\omega}, \tag{5.18}$$

$$L = \frac{132{,}231}{314} = 0{,}421 \quad H.$$

- Dimensionarea filtrului, L_b:

$$L_b = 1{,}1 \cdot L, \tag{5.19}$$

$$L_b = 1{,}1 \cdot 0.421 = 0.463 \quad H.$$

În practică, din considerente tehnice se realizează o supracompensare pe partea inductivă, 10 % din valoarea nominală a filtrului calculat.

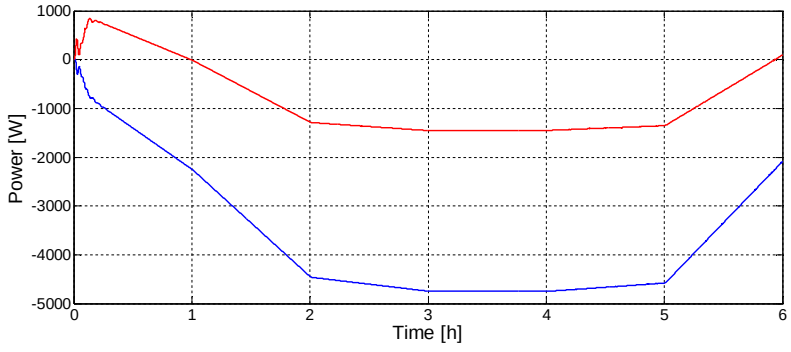


Fig. 5.4. Puterea activă şi reactivă după introducerea filtrului

În figura 5.4 este arătată caracteristica puterilor pe barele consumatorului după introducerea filtrului L_b, filtru care a redus puterea reactivă cu aproximativ 1200 VAr.

6. Concluzii

Urmărind tabelul 5.1 în care este prezentat devizul aproximativ al echipamentelor microrețelei considerate şi anexa A2 în care s-a arătat monitorizarea cheltuielillor de enertgie electrică în decursul a aproximativ 3 ani, respectiv prețul racordării la rețeaua de putere infinită. Se poate constata că prețul anual de energie electrică consumată de la rețeaua de putere infinită este aproxmativ de 1736 euro. Împărțind costul echipamentului microrețelei estimat, la costul de energie anual considerat, se poate constata că amortizarea întregului echipament s-ar putea face în aproximativ 33 ani.

Tabelul 5.1. Devizul echipamentelor microrețelei

Nr.	Echipament	Putere	Cantitate	Preț unitate	Preț total
		[kW]		[euro]	[euro]
1	Instalație cu panouri fotovoltaice	6,5	36	435,83	15690
2	Kit centrală eoliană	20	1	17500	17500
3	Elemente de stocare (Pb) 12 V	0,4	20	245	4900
4	Hidroagregat (turbină şi gen.)	4	1	15000	15000
5	Convertor DC/AC – 5 kW	5	1	1000	1000
6	Convertor DC/DC (Charger)	13,1	1	1000	1000
7	Convertor DC/DC (Boost)	6,3	1	1000	1000
8	Aparate cu leduri	0,323	12	25	300
Total					**56390**

Urmărind caracteristica din figura 5.3 în care este prezentată variația puterii active şi reactive în raport cu timpul şi comparând-o cu caracteristica prezentată în figura 5.4 se poate observa ca puterea reactivă prezentă în sistem s-a redus simțitor iar pierderile de putere activă s-au redus considerabil, astfel puterea activă pe barele consumatorului s-a ridicat la 4750 W. Fenomenul s-a produs după ce pe barele consumatorului s-a montat o bobină capabilă să consume energia reactiv-capacitivă prezentă în sistem.

Pierderile de putere activă s-au apropiat de valoarea de 50 W, fenomen considerat a fi normal, considerate pierderi în cablurile ce interconectează echipamentele microrețelei. Puterea reactiv-capacitivă prezentă în sistem era datorită faptului, că consumatorul a fost considerat pur rezistiv, acest fenomen în realitate este rar întâlnit. Acesta se datora şi prezenței connvertoarelor dc-dc care o amplificau în urma procesului de comutație.

7. Referințe bibliografice

[1] - Ned Mohan, Power Electronics, Jon Wiley & Sons, 2003;

[2] - Viorel Popescu, Dan Lascu, Surse de alimentare în telecomunicații, editura din vest Timişoara, 2002;

[3] - Muhammad Rasid, Power Electronics, Elsevier, 2007;

[4] - Nicolae Muntean, Convertoare statice, editura politehnică Timişoara, 1998;

[5] - Ioan Şerban, Microrețele hibride cu surse regenerabile de energie, editura universității Transilvania din Braşov, 2008;

[6] - Corneliu Marinescu, ş.a., Surse regenerabile de energie. Abordări actuale, 2009;

[7] - Cătălin Petrea Ion, Microhidrocentrale autonome cu generator asincron, editura universității Transilvania din Braşov, 2008;

[8] - Corneliu Marinescu, Sistemul convertor electronic – masină asincronă, editura universității Transilvania din Braşov, 2000;

[9] - Stephen J Chapman, Electric Machinery Fundamentals, 4th Edition, McGraw – Hill International Edition 2005".

[10] - Comşa, D.: Proiectarea instalațiilor electrice industriale, editura didactică şi pedagogică, Bucureşti, 1983;

[11] - Dinculescu, P. şi Şişak, F.: Instalații şi echipamente electrice, editura didactică şi pedagogică, Bucureşti, 1981;

[12] - Angelo Baggini: Handbook of Power Quality, 2001;

[13] - Pietrăreanu, E.: Agenda electricianului, editura tehnică, Bucureşti, 1986;

[14] - Costăchescu, T: Instalații electrice pentru construcții, ghid de proiectare, ghid de execuție, editura scrisul românesc, Craiova, 1978;

[15] - Cilingir, V: Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor, editura univ. "Transilvania", Braşov, 2000.

[16] - Albert H., Florea I.: Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale, editura tehnică, Bucureşti, 1987.

[17] - Buta A., Milea A., Pană A.: Impedanța armonică a rețelelor sist. electroenergetice, editura tehnică,Bucureşti, 2000;

[18] - Buta A., Milea A., Pană A.: Calitatea energiei electrice, editura Agir, Bucureşti 2001;